

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

RAFAEL BORGES RODRIGUES

**PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE
MANOBRAS E PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO PARA MELHORIA
DOS ÍNDICES DE CONTINUIDADE**

Ilha Solteira
2022

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RAFAEL BORGES RODRIGUES

**PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DE
DISPOSITIVOS DE MANOBRAS E PROTEÇÃO EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO PARA MELHORIA DOS ÍNDICES DE CONTINUIDADE**

Dissertação apresentada à Faculdade de
Engenharia de Ilha Solteira – UNESP como
parte dos requisitos para obtenção do título
de mestre em Engenharia Elétrica.
Especialidade: Automação

José Roberto Sanches Mantovani
Orientador

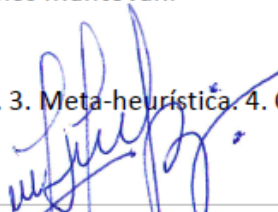
FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

R696p Rodrigues, Rafael Borges.
Proposta de uma metodologia para alocação de dispositivos de manobras e proteção em redes de distribuição para melhoria dos índices de continuidade / Rafael Borges Rodrigues. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2022
71 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2022

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani
Inclui bibliografia

1. Distribuição. 2. Restauração. 3. Meta-heurística. 4. Otimização por colônia de formigas . 5. Proteção.


João Josué Barbosa
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação
Diretor Técnico
CRB 8-5642

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

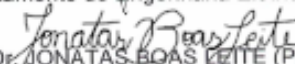
TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Proposta de uma Metodologia para Alocação de Dispositivos de Manobras e Proteção em Redes de Distribuição para Melhoria dos Índices de Continuidade

AUTOR: RAFAEL BORGES RODRIGUES

ORIENTADOR: JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP


Prof. Dr. JONATAS BOAS LEITE (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP


Prof. Dr. LUIS GUSTAVO WESZ DA SILVA (Participação Virtual)
Departamento de Áreas Acadêmicas / Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - IFG

Ilha Solteira, 11 de janeiro de 2022

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a todas as pessoas, que de várias formas, usam o conhecimento e os valores que possuem para tentar melhorar o mundo em que vivemos, o indivíduo e a sociedade. Pessoas que influenciam pelo exemplo, servem ao próximo e doam parte do seu precioso tempo.

AGRADECIMENTOS

Obrigado Deus, por mais esta benção em minha vida. Objetivo que precisei interromper temporariamente para trilhar um caminho que eu considerava mais adequado para a minha realidade e da minha família.

Obrigado aos meus Pais, Joaquim e Luzia, pelo amor, exemplo, esforço, escolhas e sacrifícios que tiveram que fazer para que tivéssemos o necessário para evoluir. Ao meu irmão Salatiel, irmãs Angélica e Elisangela pelo companheirismo, amizade e apoio. A minha esposa Simone e filha Luma, pelo amor, união, diálogo e a importante compreensão durante as longas jornadas de trabalho e estudos. A minha madrinha Lourdes e padrinho Francisco, pelo amor, zelo e apoio incondicional desde a minha infância. Representando os ascendentes maternos, tia Virgilina, tio Osvaldo e primos Nilo e Ana Paula, obrigado pela compaixão, partilha, amor e solidariedade. Em nome dos ascendentes paternos, tio Jorge e tia Suzy, primos Jorgito, Vitor e Ezequiel, pelos ensinamentos, trabalho e amizade. Queria ter desfrutado um pouco mais da sua companhia tio, seus ensinamentos e dos nossos momentos de lazer, mas a distância e as obrigações do dia a dia não permitiram.

Aos colegas de universidade, Luciano, Matheus, Rodrigo e Leonardo, muito obrigado pelo convívio, amizade e pela companhia nas noites estudando e sem dormir na sala 24h. Aos amigos de Mineiros, Rotaract de Ilha Solteira e Mineiros, pela amizade, companheirismo e aprendizado.

Aos professores. Vocês que mudam a vida de milhares e milhares de pessoas, possuem a responsabilidade enorme de transferir e transformar o conhecimento através das gerações. O exemplo e dedicação de vocês são os combustíveis que fazem tudo se mover, em todas as áreas. Não poderia escolher outra pessoa melhor para representa-los do que o professor José Roberto Sanches Mantovani. O senhor acolheu-me e confiou desde o início da faculdade, enquanto estava no grupo PET (Programa de Educação Tutorial), depois Bolsista FAPESP (Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo) e agora como aluno do Mestrado. Tenho vários professores que admiro, mas deposito no senhor, já com idade para se aposentar, o vigor e a paixão pelo que faz de todos eles. Muito obrigado pela amizade e por sua honrosa orientação. Que Deus proteja e guarde todos da vossa família.

Aos Líderes e colegas das empresas em que trabalhei, Clóvis, Clayton, Armando, Leandro, Sérgio, Iliana, Luiz, Maria e Izabel, muito obrigado pela amizade, companheirismo, orientação e compartilhamento do conhecimento. Sucesso a todos vocês.

“As maiores realizações da humanidade surgiram de conversas, e os maiores fracassos de não se conversar.” Stephen Hawking

RESUMO

A alocação de dispositivos de manobra e proteção em redes de distribuição de energia elétrica possibilita a melhoria dos índices de continuidade, aumenta o faturamento das empresas distribuidoras com a redução da energia não suprida e preserva a sua imagem junto à sociedade. A alocação otimizada destes dispositivos traz também benefícios para os consumidores que são supridos com energia de qualidade e reduzido número de interrupções. Consumidores prioritários como hospitais que realizam procedimentos essenciais à vida, residências com pessoas portadoras de doenças que necessitam de aparelhos alimentados por energia elétrica e em estabelecimentos que possuem produtos perecíveis devem ter elevado índice de confiabilidade no fornecimento de energia. Até mesmo em propriedades rurais, há segmentos altamente dependentes da energia elétrica, como é o caso dos produtores de leite e avicultores que precisam manter a temperatura dos produtos rigorosamente controlada. Neste trabalho propõe-se uma metodologia para alocação otimizada de dispositivos de manobra e proteção em redes radiais de distribuição, utilizando um algoritmo baseado na meta-heurística de Otimização Colônia de Formigas (ACO – *Ant Colony Optimization*). Considera-se na função objetivo a minimização do custo da energia não suprida e investimentos em equipamentos, respeitando as restrições técnicas de coordenação dos dispositivos de proteção e índices de continuidade do sistema. Os resultados obtidos através de simulações de um alimentador real de 134 barras são apresentados e discutidos.

Palavras-chave: meta-heurística; otimização por colônia de formigas (ACO); confiabilidade; proteção; distribuição; restauração.

ABSTRACT

The allocation of switching and protection devices in electric energy distribution networks makes it possible to improve continuity rates, increases the billing of distribution companies with the reduction of non-supplied energy and preserves their image in society. The optimized allocation of these devices also brings benefits to consumers who are supplied with quality energy and a reduced number of interruptions. Priority consumers such as hospitals that perform procedures essential to life, homes with people with illnesses who need appliances powered by electricity and establishments that have perishable products must have a high level of reliability in energy supply. Even on rural properties, there are segments that are highly dependent on electricity, such as milk producers and poultry farmers who need to keep the temperature of their products strictly controlled. This work proposes a methodology for the optimized allocation of switching and protection devices in radial distribution networks, using an algorithm based on the Ant Colony Optimization (ACO) meta-heuristic. The objective function aims to minimize the cost of non-supplied energy and investments in equipment, respecting the technical restrictions of coordination of protection devices and system continuity indices. The results obtained through simulations of a real 134 nodes feeder are presented and discussed.

Keywords: metaheuristic; ant colony optimization (ACO); reliability; protection; distribution; system restoration.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	- Diagrama Geral de um Sistema Elétrico	21
Figura 2	- Sistema de distribuição de energia elétrica	23
Figura 3	- Caminhos viáveis entre a colônia de formigas e a fonte de alimento	42
Figura 4	- Convergência das formigas no caminho B	43
Figura 5	- Exemplo prático para a meta-heurística ACO	45
Figura 6	- Probabilidade de escolha das formigas para os pontos críticos	49
Figura 7	- Fluxograma – Parte 1	50
Figura 8	- Fluxograma – Parte 2	51
Figura 9	- Alimentador de distribuição com 134 barras, 13,8 kV	52
Figura 10	- Representação matricial do efeito nas seções devido ao comportamento dos dispositivos na ocorrência de faltas permanentes – Caso base	54
Figura 11	- Representação no alimentador do efeito nas seções devido ao comportamento dos dispositivos na ocorrência de faltas permanentes – Caso base	55
Figura 12	- Representação matricial do efeito nas seções devido ao comportamento dos dispositivos na ocorrência de faltas temporárias – Caso base	56
Figura 13	- Representação no alimentador do efeito nas seções devido ao comportamento dos dispositivos na ocorrência de faltas temporárias – Caso base	57
Figura 14	- Classificação da rede em camadas	68
Figura 15	- Ilustração do backward sweep	69
Figura 16	- Ilustração do forward sweep	70
Figura 17	- Diagrama para o fluxo de potência	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	- Comparativo entre referências bibliográficas	20
Tabela 2	- Parâmetros da meta-heurística aplicados ao exemplo	46
Tabela 3	- Probabilidade das arestas na iteração (IT = 1)	46
Tabela 4	- Caminhos e distâncias na iteração (IT = 1)	47
Tabela 5	- Atualização do feromônio na iteração (IT = 1)	47
Tabela 6	- Probabilidade das arestas na iteração (IT = 2)	48
Tabela 7	- Capacidade de Reserva dos Alimentadores Vizinhos	52
Tabela 8	- Custos da energia não suprida e duração	53
Tabela 9	- Custos Fixos dos Equipamentos	53
Tabela 10	- Parâmetros da meta-heurística aplicados ao alimentador	57
Tabela 11	- Soluções Caso Base (0) e Viáveis (1-5)	58

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
ACO	Ant Colony Optimization
ACS	Ant Colony System
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PNLIM	Programação Não Linear Inteiro Misto
FO	Função Objetivo
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
GD	Geração Distribuída
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
kV	Quilovolts
MT	Média Tensão
BT	Baixa Tensão
ENS	Energia Não Suprida
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
NA	Normalmente Aberta
NF	Normalmente Fechada

LISTA DAS EQUAÇÕES DA FUNÇÃO OBJETIVO

$C_{Interrupção}$	Custo total da energia não suprida (US\$)
$C_{Permanente}$	Custo da energia não suprida devido faltas permanentes (US\$)
$C_{Temporária}$	Custo da energia não suprida devido faltas temporárias (US\$)
$C_{Equipamentos}$	Custo de aquisição, retirada e instalação dos equipamentos (US\$)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES	17
1.2	REVISÃO DA LITERATURA	17
1.3	ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO	20
2	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	21
2.1	A QUALIDADE DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	24
2.2	PROTEÇÃO SDEE	29
2.2.1	Chave seccionadora e de manobra	29
2.2.2	Fusível	30
2.2.3	Religador	31
3	MODELO MATEMÁTICO	32
3.1	FUNÇÃO OBJETIVO	32
3.1.1	Custo da interrupção – faltas permanentes	33
3.1.2	Custo da interrupção – faltas temporárias	35
3.1.3	Custo dos equipamentos	36
3.2	RESTRIÇÕES	36
3.2.1	Restrições de Fluxo de Potência nas Linhas	37
3.2.2	Perfil da magnitude da tensão	37
3.2.3	Capacidade dos alimentadores	38
3.2.4	Radialidade	38
3.2.5	Sistema de Proteção	39
3.2.6	Número de chaves por alimentador	40
4	TÉCNICA DE SOLUÇÃO	41
5	TESTES E RESULTADOS	52
6	CONCLUSÕES	61
	REFERÊNCIAS	64
	APÊNDICE A	67

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é produzida e entregue aos consumidores através do sistema composto por usinas de geração, redes de transmissão e de distribuição. Estima-se que cerca de 70% do tempo de interrupção total do sistema de potência está associado às contingências no sistema de distribuição (BILLINTON; ALLAN 1996), o que justifica o considerável esforço técnico e operacional dedicado à redução da energia não fornecida nas redes de distribuição de energia elétrica através de ações de mitigação como projetos robustos de sistemas de controle e proteção.

Na década de 90, devido às leis de concessão estabelecidas para gerar competitividade no setor elétrico, as concessionárias implantaram procedimentos para melhorar os índices de confiabilidade, sendo que esses índices não deveriam ultrapassar valores estabelecidos pelo órgão regulamentador (no Brasil, a ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). Com a regulamentação do setor elétrico, estabeleceram-se padrões de qualidade, definindo limites diferenciados por concessionárias. Algumas das exigências implicam na necessidade das empresas buscarem a sistematização de métodos de análise dos indicadores de confiabilidade, procurando a melhoria desses índices constantemente. Uma forma eficaz de melhorar esses índices é por meio de ações de manutenção no sistema de distribuição. Contribuições relacionadas a este assunto podem ser encontradas em (SITTITHUMWATA; SOUDIB; TOMSOVIC, 2004; REIS, 2008; USBERTI; LYRA; CAVELLUCCI; GONZÁLEZ, 2012; BACALHAU; USBERTI; LYRA; CAVELLUCCI; 2012; BACALHAU; USBERTI; LYRA, 2013). Uma outra alternativa é por meio de obras de melhoria da rede, como a instalação de novos equipamentos, realocação dos equipamentos existentes na rede para locais onde se produza maior impacto na confiabilidade e ações visando a automação do sistema de distribuição.

As ações de planejamento relacionadas com o projeto do sistema de proteção da rede, quando realizadas de forma otimizada, podem levar a melhorias significativas. A confiabilidade em sistemas de distribuição de energia implica no fornecimento de energia elétrica aos consumidores com baixos índices de interrupções. Estudos têm sido desenvolvidos devido à oportunidade de incorporar custos ou perdas na análise global do sistema em consequência de falhas na distribuição.

Os sistemas de distribuição de energia elétrica contêm um conjunto de componentes que estão sujeitos a falhas, incluindo cabos, postes, disjuntores, interruptores, transformadores, capacitores, reguladores de tensão, dentre outros. Durante uma contingência, partes da rede são desconectadas da subestação até que seja identificado o local da falta e uma equipe de manutenção seja deslocada para este local para rastrear a origem da falha e reparar o(s) componente(s) defeituoso(s).

A melhoria dos índices de continuidade do fornecimento de energia elétrica pode ser obtida com a alocação otimizada de dispositivos de manobra e proteção na rede. A instalação destes dispositivos possibilita a minimização de danos técnicos e financeiros para os consumidores e para as empresas distribuidoras, além de preservar a imagem das empresas para a sociedade. Estima-se que aproximadamente 80% das interrupções no sistema de energia estão associadas às faltas que ocorrem no sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE), que são classificadas em faltas permanentes e temporárias (TENG; LIU, 2003).

Na incidência de falta permanente, o dispositivo de proteção atua, isolando parte do SDEE atingido pela falta. Após a isolação da seção em falta, o sistema é restaurado, reduzindo ainda mais os impactos desta falta no serviço de fornecimento. Os consumidores que estão nas seções sãs a jusante da seção em falta são remanejados para os alimentadores vizinhos, através da abertura e fechamento das chaves de manobras, quando estes alimentadores possuem reserva de carga e perfil de tensão compatíveis, reduzindo assim os usuários atingidos pela interrupção (SILVA, 2005).

Para as faltas temporárias, o dispositivo de proteção também atua, porém o agente causador do defeito na rede extingue-se rapidamente e quando o dispositivo de proteção, com função de religamento, retorna ao estado normal, reestabelece-se automaticamente o fornecimento de energia elétrica.

Neste trabalho, com base na literatura, propõe-se um modelo genérico de otimização, para alocação e realocação de dispositivos de manobras e proteção em redes de distribuição de média tensão, que estão operando normalmente na maioria das empresas distribuidoras em diversas partes do mundo, sem considerar cargas elétricas especiais e geração distribuída de qualquer tipo de fonte de energia primária, em que a função objetivo contempla, matematicamente aspectos

econômicos e de confiabilidade do sistema, minimizando o custo da energia não suprida e o impacto dos investimentos realizados. Nas restrições consideram-se aspectos físicos e operacionais das regras de planejamento da confiabilidade adotadas pelas empresas distribuidoras, previstas na regulação nacional e internacional, tais como número máximo de dispositivos em série, cargas prioritárias, seletividade e coordenação da proteção. Para resolver o problema é proposto um algoritmo baseado na meta-heurística ACO. A metodologia proposta foi testada em um alimentador real de 134 barras adaptado, e os resultados são apresentados e discutidos.

1.1 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia para alocação e realocação de chaves de manobras e dispositivos de controle e proteção em redes radiais aéreas de distribuição para melhorias dos índices de continuidade. Desta forma devem ser atingidos os seguintes objetivos secundários:

- Desenvolver um modelo genérico de Programação Não Linear Inteiro Misto (PNLIM) que considera os índices de faltas temporárias e permanentes para minimizar os custos de interrupção de energia através da alocação e realocação de equipamentos de manobras e proteção na rede. Neste modelo considera-se a possibilidade de transferência de carga entre alimentadores vizinhos.
- Propor a técnica de otimização meta-heurística *Ant Colony Optimization* (ACO) para solução do modelo genérico de programação não linear inteiro misto (PNLIM). A implementação da metodologia foi desenvolvida no ambiente do C#, por sua rapidez e eficiência computacional.

1.2 REVISÃO DA LITERATURA

Na literatura encontram-se alguns trabalhos importantes que abordam a formulação e solução do problema de alocação de chaves de manobras e dispositivos de controle e proteção em redes radiais de distribuição. Teng e Liu (2003), na linha de pesquisa que trata do problema de realocação de chaves para

restauração de redes de distribuição, apresentam um algoritmo de otimização baseado na meta-heurística *Sistema de Colônia de Formigas (ACS – Ant Colony System)*, para solução deste problema. A formulação apresentada é um modelo de otimização combinatorial com função objetivo não-linear e não-diferenciável.

Celli e Pilo (1999) abordam o problema de alocação ótima de chaves seccionadoras em redes de distribuição visando a melhoria da confiabilidade do serviço de fornecimento. Para obtenção do modelo matemático consideram-se os custos de instalação dos dispositivos e os benefícios devido à existência ou não de dispositivos de chaveamento automático na rede. O modelo matemático obtido neste trabalho permite determinar o número e a localização dos dispositivos de seccionamento e chaveamento de forma otimizada, necessários para operar tanto em redes radiais como em redes malhadas. A técnica de solução utilizada explora as características do modelo matemático que permite a aplicação do princípio de otimização de *Bellmann's* combinado com a técnica de *Thinning* para encontrar soluções ótimas para sistemas de distribuição reais.

Billinton e Jonnavithula (1996) propõem um modelo matemático para o problema de alocação ótima de chaves de seccionamento em sistemas de distribuição radiais, para minimizar os custos de confiabilidade, manutenção e investimentos. O modelo matemático é formulado como um problema combinatorial com função objetivo não-linear e não-diferenciável. A técnica de solução utilizada para resolver o problema é a meta-heurística *Simulated Annealing*, que é uma técnica de otimização combinatoria.

A alocação otimizada simultânea de dispositivos de proteção e manobras é um procedimento que visa obter soluções mais realistas sob o aspecto do planejamento da confiabilidade da rede de distribuição, uma vez que, na ocorrência de uma falta na rede, os dispositivos de proteção atuam e as chaves de manobras podem ser usadas para isolar a área sob falta, possibilitando a transferência dos consumidores próximos ao local de defeito para os alimentadores vizinhos (SILVA et al., 2008). Em Soudi e Tomsovic (1998) propõe-se a minimização dos indicadores *SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)*, *ASIFI (Average System Interruption Frequency Index)* e do custo de aquisição dos dispositivos de proteção. Em Soudi e Tomsovic (2001) é proposto um modelo de programação por metas, com o objetivo de minimizar os indicadores *SAIFI* e *ASIFI*, simultaneamente.

Conceição *et al.* (2017) formulam um modelo para alocação de dispositivos de proteção em sistemas de distribuição para a minimização do indicador *SAIFI*. O modelo é formulado através de uma FO não linear inteira com variáveis binárias, e se consideram os índices de faltas permanentes e temporárias, o número de clientes e a potência instalada em cada seção do alimentador. Nas restrições contemplam-se aspectos técnicos e econômicos, e a coordenação dos dispositivos é avaliada em relação à quantidade de dispositivos alocados em série, e a restrição da instalação de religadores a jusante de fusíveis. Neste trabalho assume-se que a coordenação adequada dos dispositivos é alcançada sob quaisquer condições.

Em Conceição (2018) apresenta-se uma nova proposta de metodologia para alocar, determinar e especificar os tipos de dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição com geração distribuída (GD). Esta metodologia é baseada em técnicas de otimização multiobjetivo para efetuar a alocação otimizada, coordenada e seletiva destes dispositivos. O modelo é composto por duas funções objetivo que consideram aspectos econômicos e da confiabilidade da rede, e um conjunto de restrições físicas e operacionais. Um subconjunto destas restrições é baseado em regras práticas das empresas de distribuição e previsto em normas técnicas nacionais e internacionais, que estabelecem a especificação, coordenação e seletividade dos dispositivos de controle e proteção. No modelo considera-se a possibilidade de transferência de carga entre alimentadores vizinhos e a operação ilhada da GD. Dessa forma, obtém-se um modelo genérico de programação não linear inteiro misto (PNLIM) cujo diferencial com relação a outros modelos matemáticos da literatura é propor que no mesmo processo de otimização seja realizada a alocação otimizada dos dispositivos de controle e proteção na rede, juntamente com a coordenação do sistema de proteção. A eficiência do modelo matemático é comprovada comparando-se os resultados obtidos entre dois testes com o auxílio do algoritmo genético (AG) mono-objetivo que considera a ponderação dos objetivos, enquanto que para a solução do modelo multiobjetivo de PNLIM propõe-se o AG multiobjetivo NSGA-II (*Nondominated Sorting Genetic Algorithm*).

Tabela 1 – Comparativo entre referências bibliográficas

Referência	Problema	Restrições	Técnica de Solução
Teng e Liu (2003)	Alocação de Chaves	Física e Operacional	<i>Ant Colony System</i>
Celli e Pilo (1999)	Alocação de Chaves	Custo dos Equipamentos	Otimização de <i>Bellmann's</i>
Billinton e Jonnavithula (1996)	Alocação de Chaves	Custos de confiabilidade, manutenção e investimentos	<i>Simulated Annealing</i>
SILVA (2005)	Alocação de Chaves, Fusíveis e Religadores	Fluxo de Potência nas linhas, Perfil da magnitude de tensão, Capacidade de Transferência de Carga	<i>Reactive Tabu Search - RTS</i>
Conceição (2018)	Alocação de Chaves, Fusíveis, Religadores, com presença de Geração Distribuída e Coordenação dos dispositivos de proteção de forma simultânea	Físicas, operacionais da rede e dos geradores e um subconjunto de restrições baseadas em regras práticas das empresas do setor de distribuição	<i>Nondominated Sorting Genetic Algorithm / Genetic Algorithm</i>

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

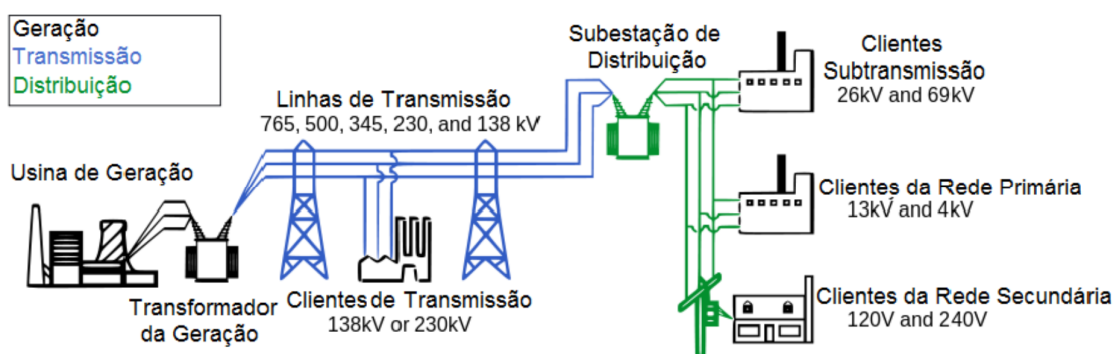
Considerando este capítulo introdutório, o restante do trabalho está organizado da seguinte forma: no Capítulo 2 são apresentados os conceitos básicos, definições da estrutura dos sistemas elétricos de potência com ênfase no sistema de distribuição, recomendações do PRODIST(ANEEL, 2010) com relação aos índices

de continuidade de distribuição e uma descrição dos equipamentos e dispositivos de controle e proteção que são utilizados em redes aéreas de distribuição; No Capítulo 3 são apresentadas as hipóteses e a formulação matemática genérica proposta neste trabalho tanto para a modelagem da FO, como para a modelagem das restrições; no Capítulo 4 o algoritmo Colônia de Formigas para solução do modelo matemático genérico é apresentado; os resultados dos testes realizados e as análises correspondentes encontram-se no Capítulo 5; e por fim no Capítulo 6 apresenta-se a conclusão obtida através dos resultados alcançados no capítulo anterior para este trabalho.

2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Um sistema de distribuição é a parte de um sistema elétrico de potência destinada ao transporte de energia a partir do barramento secundário de uma subestação de distribuição (onde termina a subtransmissão), até o ponto de entrega na unidade consumidora. A conexão e o atendimento ao consumidor, qualquer que seja seu porte, são realizados pelas distribuidoras de energia elétrica através de sua rede de distribuição; assim, as distribuidoras são empresas que funcionam como elo entre a geração e transmissão de energia elétrica e a sociedade. Suas instalações recebem das companhias de transmissão quase todo o suprimento destinado à distribuição de energia no país (ASSIS, 2014). Na figura 1 ilustra-se um sistema elétrico típico.

Figura 1 – Diagrama Geral de um Sistema Elétrico



Fonte (ASSIS, 2014, p.13)

Um sistema elétrico de potência é responsável pela produção, transporte e distribuição da energia elétrica. Ele pode ser dividido em três grandes subsistemas: geração, transmissão e distribuição. Esse sistema deve funcionar com qualidade de fornecimento e confiabilidade, com todos os subsistemas bem organizados e em perfeito estado. Deve-se garantir que nenhum subsistema se desconecte durante a operação normal do sistema elétrico de potência, provocando perdas aos consumidores (MAGALHÃES, 2017).

Os sistemas de distribuição tipicamente têm origem em uma subestação de distribuição, que é alimentada por uma ou mais linhas de subtransmissão. Cada subestação de distribuição fornece energia a um ou mais alimentadores primários. Na grande maioria dos sistemas de distribuição, os alimentadores são radiais, o que significa que existe apenas um caminho para a energia seguir da subestação de distribuição até o usuário (ASSIS, 2014).

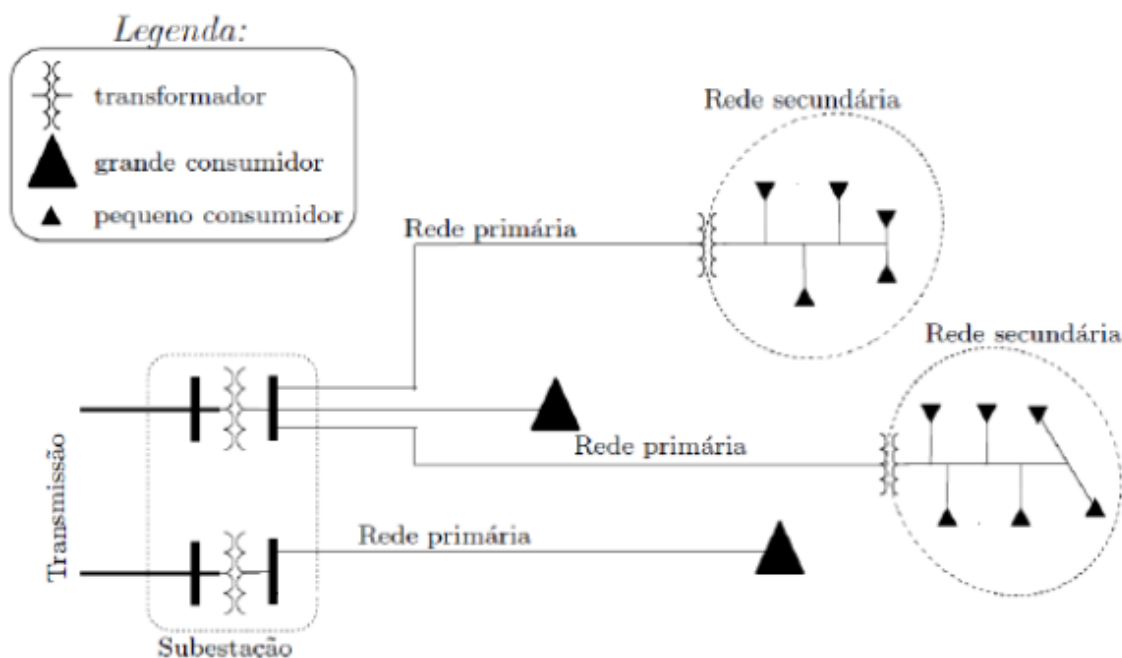
O sistema de transmissão de energia elétrica é responsável pelo transporte da energia gerada em grandes centrais geradoras até as subestações de distribuição. No sistema de geração, a tensão elétrica sofre um aumento de valor em uma estação elevadora. Esse aumento de tensão é da ordem de centenas de quilovolts (kV), e, posteriormente, é rebaixada nas subestações de distribuição. Os transformadores são os equipamentos utilizados para abaixar ou aumentar a tensão elétrica. O sistema de distribuição, como o nome sugere, é o responsável por distribuir a energia aos consumidores finais. São componentes desse sistema os transformadores das subestações de distribuição, as linhas de distribuição em Média Tensão (MT), os transformadores de MT para Baixa Tensão (BT), os equipamentos de proteção, as redes de BT, além de outros equipamentos. Os produtores independentes, com geração distribuída, também são integrantes do sistema de distribuição. Esses produtores auxiliam no fornecimento principal de energia elétrica aos consumidores (MAGALHÃES, 2017).

De acordo com Assis (2014) as redes de distribuição de energia elétrica são normalmente divididas em redes primárias e secundárias. As redes primárias iniciam no barramento dos transformadores das subestações de distribuição e se estendem até os transformadores de distribuição de média para baixa tensão (MT/BT). Essas redes, geralmente, operam com níveis de tensão entre 10kV e 25kV (grandes consumidores podem estar ligados diretamente às redes primárias). As redes

secundárias operam em baixa tensão e têm seu início nos transformadores de distribuição, terminando nos medidores dos consumidores.

Na Figura 2 ilustra-se uma rede de distribuição de energia elétrica e seus principais componentes.

Figura 2 – Sistema de distribuição de energia elétrica.



Fonte Elaborado pelo próprio autor.

No Brasil, a rede secundária de BT apresenta grandes dimensões. Sua construção envolve não só custos fixos de instalação de estruturas, condutores e transformadores, como também custos relativos à operação, à topografia do local e a perdas por oscilações de tensão. As redes secundárias no Brasil são redes que operam em 127V ou 220V, e que têm início nos transformadores de distribuição e terminam nos medidores dos consumidores. Constituem-se como partes das redes secundárias os condutores, estruturas de suporte, fixação e outros equipamentos. As redes primárias incluem condutores, postes, estruturas de suporte, equipamentos de proteção e manobra, compensação de reativos e regulação de tensão e de transformação. Equipamentos de proteção, como relés, religadores, seccionadores e chaves fusíveis, têm como função proteger a rede de eventuais defeitos e evitar que esses se propaguem por toda a rede, causando danos irreparáveis a outros equipamentos e consumidores. Equipamentos de manobras,

como chaves a óleo, chaves faca e chaves seccionadoras permitem modificar a topologia da rede para efetuar melhorias, transferências de carga ou, no caso da ocorrência de falta permanente, permitem isolar defeitos e energizar áreas não atingidas (MAGALHÃES, 2017).

Em sua grande parte, as interrupções no fornecimento de energia são de natureza temporária, provocadas, na maioria das vezes, por agentes externos ao sistema elétrico. Para reduzir a indisponibilidade de energia as concessionárias investem em tecnologias de proteção e de restabelecimento do fornecimento de energia que tornam o serviço de distribuição de energia mais eficaz, resolutivo e seguro (ASSIS, 2014).

2.1 A QUALIDADE DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os direitos e obrigações das companhias de distribuição são estabelecidos no contrato de concessão que é celebrado com a união para a exploração do serviço público. No Brasil, o cumprimento dos contratos de concessão e as atividades desenvolvidas são reguladas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que possui o objetivo de assegurar ao consumidor o pagamento de um valor justo e o acesso a um serviço contínuo e de qualidade, assim como garantir à distribuidora o equilíbrio econômico-financeiro necessário ao cumprimento do contrato de concessão. Entre as variáveis reguladas pela ANEEL estão as tarifas e a qualidade do serviço prestado, tanto do ponto de vista técnico, quanto do atendimento ao consumidor (ASSIS, 2014).

Tendo em vista as várias contingências que podem afetar as redes de distribuição, interrompendo o fornecimento aos consumidores, é necessário estabelecer critérios para mensurar a qualidade da energia elétrica fornecida. Nesse aspecto, a ANEEL, por meio de procedimentos técnicos, desenvolveu mecanismos para avaliar o fornecimento das concessionárias, de modo a assegurar a confiabilidade e conformidade da energia elétrica entregue aos consumidores.

A ANEEL (2018, p.1) estabelece que "a qualidade percebida pelo consumidor de uma concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica deve ser avaliada obedecendo três grandes aspectos": a qualidade do produto, a qualidade do serviço e a qualidade do atendimento ao consumidor. Somado a isso, a qualidade na distribuição deve considerar o tempo médio de

atendimento às ocorrências emergenciais, avaliado por meio de indicadores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras. A Qualidade do Produto relaciona-se à conformidade da forma de onda de tensão, contemplando principalmente os seguintes aspectos (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005):

- Variação de frequência;
- Variações de tensão de longa duração;
- Variações de tensão de curta duração;
- Distorções harmônicas de tensão e corrente;
- Desequilíbrios de tensão e corrente;
- Flutuações de tensão.

A Qualidade do Serviço está relacionada à continuidade de fornecimento, considerando as interrupções provocadas por falhas no sistema (manutenção corretiva) e por atividades de manutenção programada (manutenção preventiva) no sistema elétrico (VASCONCELOS, 2017).

Com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, a ANEEL elaborou os "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional" – PRODIST. São objetivos do PRODIST (ANEEL, 2018):

- Garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade;
- Propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agentes;
- Disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica;
- Estabelecer requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais;
- Assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL;

- Disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede.

O PRODIST está dividido em dez módulos, sendo o módulo 8 dedicado à estabelecer os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a Qualidade do Produto e a Qualidade do Serviço prestado.

A qualidade do atendimento ao consumidor, notadamente a qualidade do atendimento comercial, a qualidade do atendimento telefônico e o tratamento das informações, são disciplinados pela Resolução Normativa nº 414/2010 (ANEEL, 2018).

A qualidade no fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias passa por uma consistente fiscalização por parte dos órgãos regulamentadores e por seus usuários. Tendo isso em vista, metodologias e soluções tecnológicas têm sido diariamente desenvolvidas para melhorar os indicadores de tempo e continuidade.

A continuidade do fornecimento pode ser medida através de índices de continuidade individuais ou através de índices de continuidade de conjunto. Os índices de continuidade individuais medem a continuidade dos clientes considerando-os individualmente. Os índices de continuidade de conjunto são as médias ponderadas do número e duração das interrupções sofridas por um grupo de clientes. Podem dar uma ideia do nível de qualidade geral de um conjunto de clientes com determinadas características ou de um conjunto de clientes situados em uma determinada região. Tem a vantagem de dar uma visão global da qualidade em um grupo de cliente, porém pode esconder a existência de subgrupos de clientes que possuem uma má qualidade de serviço de fornecimento.

Com relação aos índices de continuidade individuais Cada cliente tem seus próprios índices de continuidade individuais que medem a qualidade da energia recebida. Este nível de qualidade reflete unicamente a qualidade do fornecimento particular, independente da qualidade dos demais clientes vizinhos. Os índices de continuidade individuais representam um avanço significativo na regulação da qualidade, já que enfocam o problema da qualidade da energia recebida pelo consumidor. A energia elétrica é um produto de consumo que tem que ter as mesmas garantias de qualidade, confiabilidade e satisfação para o cliente como qualquer outro produto de mercado. Internacionalmente os índices de continuidade

individuais mais comumente utilizados, considerando-se períodos de tempo preestabelecidos são os seguintes:

- Número de interrupções (int/período).
- Duração média de interrupções (h/int): média das durações das interrupções registradas.
- Duração total das interrupções (h/período): soma das durações de todas as interrupções do período considerado.
- ENS, energia não suprida (kWh/período): existem diferentes métodos para estimar a energia não distribuída, já que não é possível medi-la. Pode utilizar a última medida realizada e extrapolá-la, utilizar curvas de carga típicas por tipo de clientes, etc.

No Brasil os índices de continuidade individuais mais utilizados são os seguintes:

$$FIC = n \quad (1)$$

Onde:

FIC: Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora.

n: Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2)$$

Onde:

DIC: Duração de Interrupção por Unidade Consumidora;

t(i): Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

Outro índice de continuidade individual utilizado no Brasil é o DMIC que é a duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora.

Os índices de continuidade de conjunto refletem o comportamento médio em percentagem da continuidade do fornecimento de energia a um conjunto de consumidores. Por conjunto de consumidores define-se uma região, uma zona do sistema, etc. que engloba um certo número de clientes. Estes índices são uma média ponderada dos índices individuais dos clientes afetados devido faltas no

sistema. Geralmente, da mesma forma que para os índices de continuidade individuais, são utilizados dois índices de continuidade de conjunto. Um para medir o número de interrupções e outro para medir a duração destas interrupções. É importante realçar que estes índices não refletem a qualidade da energia fornecida para cada consumidor, mas são medidas do estado médio da qualidade de fornecimento da zona considerada. Portanto, pode haver clientes em uma zona com índices de confiabilidade com boa qualidade e que tenha uma má qualidade de fornecimento.

Para o cálculo dos índices de sistema são necessários os registros das incidências das interrupções, o número de clientes atendidos e atingidos, a potência conectada e afetada devido essas interrupções. O principal índice desta categoria, cuja filosofia foi utilizada no desenvolvimento do modelo proposto neste trabalho é a energia não suprida (*ENS - Energy Not Supplied*) medido em kWh. É obtido considerando o somatório de energia não fornecida em todas as interrupções. No Brasil os principais índices de continuidade de conjunto são baseados em clientes, e são calculados segundo as seguintes relações:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc} \quad (3)$$

Onde:

FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;

Ca(i): Número de unidade consumidoras interrompidas em um evento;

k: Número máximo de eventos no período considerados;

Cc: Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)t(i)}{Cc} \quad (4)$$

Onde:

DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

t(i) : Duração de cada evento (i), no período de apuração.

Para qualquer índice que utilize históricos de faltas é necessário estabelecer alguns procedimento de registros sistemáticos das incidências de contingências,

assim como dispor de base de dados necessária para determinar os clientes atingidos e a demanda interrompida, para cada uma das faltas durante o período de observação. Os índices de faltas permanentes (λ) e temporárias (γ) utilizados no modelo matemático para alocação de dispositivos de controle e proteção em sistemas de distribuição, são índices históricos de confiabilidade de conjunto, baseados no FEC.

2.2 PROTEÇÃO SDEE

Um sistema de proteção bem projetado deve atuar para deixar a menor quantidade de cargas do sistema isolada na ocorrência de uma falta. O êxito desta estratégia está condicionado no atendimento de alguns requisitos como: confiabilidade, coordenação e seletividade. Disjuntores, fusíveis, relés, religadores, chaves seccionadoras ou de manobras, entre outros, são os dispositivos utilizados para a proteção das redes de distribuição de energia elétrica, aéreas e radiais. Esses dispositivos são instalados em pontos estratégicos da rede, visando projetar um sistema de proteção que garanta a continuidade do serviço de fornecimento e a segurança, tanto dos seres humanos, animais e dos equipamentos instalados na rede. Um sistema de proteção bem projetado e ajustado atua para isolar a menor parte possível de um grupo de cargas da rede devido à ocorrência de uma falta ou defeito, que coloque em risco tanto a operação do sistema como dos seres vivos. Para atingir esse objetivo, o sistema de proteção deve atender alguns requisitos, tais como: confiabilidade, rapidez, coordenação e seletividade (PEÑUELA MENESES, 2012).

Nesta seção são discutidos os dispositivos utilizados na metodologia desenvolvida, apresentando suas características, servindo como base para a formulação das restrições do modelo matemático genérico desenvolvido neste trabalho.

2.2.1 Chave seccionadora e de manobra

As chaves seccionadoras são chaves de controle, normalmente fechadas (NF) ou normalmente abertas (NA), que podem ser acionadas quando uma falta permanente ocorre. Quando alocadas na configuração NF, podem ser acionadas

(abertas) com o objetivo de isolar a falta para o menor número de clientes possível e possibilitar a restauração da energia para a região da rede a montante da falta (ASSIS, 2014).

Quando estão instaladas na configuração NA, podem ser acionadas (fechadas) com o objetivo de energizar setores da rede que podem ser transferidos para outros alimentadores vizinhos. Três componentes podem ser destacados para a caracterização do problema de alocação ótima de chaves: os alimentadores, os cabos e as chaves.

Uma informação importante sobre os alimentadores é sua capacidade (em termos de carga). Após a alocação das chaves, pode-se restabelecer parte da rede com a execução de manobras, ou seja, abertura e fechamento de chaves NF e NA, respectivamente. Para saber se a manobra é factível, é preciso especificar a demanda da região que será restaurada para verificar se a capacidade da subestação do alimentador vizinho é suficiente para supri-la. Os cabos possuem uma corrente admissível, que deve ser respeitada nas condições normais de operação da rede. As manobras na rede podem resultar na elevação do fluxo em alguns trechos; logo, é necessário verificar se as novas correntes totais não ultrapassam os valores admissíveis dos cabos e os limites de magnitude de tensão previstos em normas.

As chaves de seccionamentos e manobras são importantes para redução do tempo de restauração dos clientes interrompidos por alguma contingência na rede. Essas chaves podem ser automáticas ou manuais. As chaves automáticas são relativamente caras, mas têm tempos de operação significativamente menores. As chaves manuais são de menor custo, porém exigem tempos de operação maiores. As chaves, assim como os cabos, possuem capacidades máximas para os fluxos de correntes que precisam ser respeitadas (ASSIS, 2014). Estes equipamentos não possuem a função de proteção, porém auxiliam no isolamento de seções do sistema para que se possa fazer a transferência de carga para alimentadores e/ou seções vizinhas na ocorrência de uma falta permanente.

2.2.2 Fusível

Os fusíveis são os dispositivos de proteção mais utilizado na proteção de sistemas radiais. Ele é empregado em conjunto com uma chave fusível. Quando

percorrido por uma corrente superior à sua capacidade de interrupção, o fusível se rompe e a chave fusível desarma, facilitando a identificação que o fusível fundiu-se e a localização da falta. Em condições especiais as chaves fusíveis podem ser operadas como chaves de manobras. Neste trabalho elas são alocadas apenas com a finalidade de proteção. O fusível mais utilizado aos sistemas de distribuição possui sua curva de atuação do tipo K (ação rápida). Na especificação de cada fusível considera-se sua corrente nominal e o tipo de curva de atuação.

2.2.3 Religador

O religador é um disjuntor equipado com um mecanismo que permite fechá-lo automaticamente depois de ter sido aberto devido a ocorrência de uma falta. Religadores são usados em sistemas de distribuição aéreos com o objetivo de detectar e interromper faltas momentâneas, melhorando dessa forma a continuidade do serviço, pela restauração automática da energia (ASSIS, 2014).

Eles são equipamentos de proteção capazes de realizar manobras e detectar sobrecorrentes entre fase-fase e fase-terra, interrompendo por tempo preestabelecido o fluxo de corrente nas seções a jusante de onde está instalado. Após completar o tempo estabelecido, reestabelece o fluxo de corrente e monitora-se as condições de sobrecorrente. Na situação em que o curto-circuito se mantém, o religador atua novamente até que o número de operações instantâneas do ajuste utilizado seja atingido. Não extinguido o defeito, ele começa a operar na curva lenta de operação até que interrompe por definitivo o fluxo de corrente, através do fusível de proteção ou do próprio religador. Esta característica do dispositivo tem um grande potencial de minimização de perdas de cargas onde há seções no SDEE com alto índice de faltas temporárias, em sua grande maioria fase-terra.

Este equipamento também é importante para realizar o isolamento das faltas permanentes, geralmente entre fases, permitindo o remanejamento parcial das cargas para outros alimentadores, minimizando o impacto destas faltas para os consumidores e, conseqüentemente, nos indicadores de continuidade da rede.

3 MODELO MATEMÁTICO

O modelo proposto, com base na literatura, é composto por uma Função objetivo (FO) que contempla o custo da energia não suprida devido à incidência de faltas temporárias e permanentes no SDEE, além de considerar os custos dos equipamentos de manobras e proteção instalados na rede. O valor global a ser encontrado para esta função deve, ser minimizado considerando a topologia básica do sistema. Em síntese, a solução ótima para o problema analisado visa:

Minimizar: - {Custos anual da energia não suprida devido incidência de faltas permanentes e temporárias na rede de distribuição}.

Sujeito a:

- Capacidade de transferência entre alimentadores vizinhos.
- Número máximo de chaves que é permitido alocar.
- Magnitude de tensão nos nós.
- Limite de capacidade de fluxo dos condutores.

A seguir, apresentam-se as hipóteses adotadas para modelar matematicamente o problema de alocação de chaves, para melhorar a confiabilidade e os índices de continuidade do sistema de distribuição.

3.1 FUNÇÃO OBJETIVO

A função objetivo $C_{Interrupção}$ é obtida através da minimização das parcelas do custo da interrupção devido às faltas permanentes, $C_{Permanente}$, custo da interrupção devido às faltas temporárias, $C_{Temporária}$, e do custo de aquisição, alocação e retirada dos equipamentos $C_{Equipamentos}$.

$$C_{Interrupção} = Min(C_{Permanente} + C_{Temporária} + C_{Equipamentos}) \quad (5)$$

3.1.1 Custo da interrupção – faltas permanentes

O custo da interrupção devido à incidência de faltas permanentes na rede da concessionária envolve avaliar o impacto causado pela interrupção do fornecimento no sistema como um todo, incluindo a seção que está em falta, as seções que estão a jusante e a montante do local da falta. A seção em um alimentador é definida pelo trecho deste alimentador que se inicia com um dispositivo de manobra ou proteção e termina no último nó antes do próximo dispositivo ou algum extremo deste alimentador. O impacto das faltas permanentes nas seções do sistema são analisadas de acordo com a Eq. (6):

$$C_{\text{Permanente}} = \sum_{k=1}^{sc} \lambda_k \times l_k \times (CPs_k + CPms_k + CPjs_k) \quad (6)$$

Onde:

sc : Número total de seções;

λ : Taxa de falta permanente média anual (falta/km/ano);

l : Comprimento da seção (km);

CPs_k : Custo devido à falta permanente na seção k ;

$CPms_k$: Custo nas seções a montante devido à falta permanente na seção k ;

$CPjs_k$: Custo nas seções a jusante devido falta permanente na seção k ;

Os termos da equação (6), custo na seção em falta, custo a montante da seção em falta e o custo a jusante da seção em falta, são calculados através das equações (6.1, 6.2 e 6.3):

$$CPs_k = LR_k \times CrepR + LC_k \times CrepC + LI_k \times CrepI \quad (6.1)$$

Onde:

LR, LC, LI : Potência das cargas residenciais, comerciais e industriais, respectivamente;

$CrepR, CrepC, CrepI$: Custos de reparo para cargas residenciais, comerciais e industriais, respectivamente;

$$CPms_k = \left\{ \begin{array}{l} 0, \text{ Se } disp_k \neq 1 \\ \sum_{j=M}^{k-1} \begin{pmatrix} LR_j \times CrepR + \\ LC_j \times CrepC + \\ LI_j \times CrepI \end{pmatrix}, \text{ Se } disp_M = 2 \\ \sum_{j=M}^{k-1} \begin{pmatrix} LR_j \times CresR + \\ LC_j \times CresC + \\ LI_j \times CresI \end{pmatrix}, \text{ Se } disp_M = 3 \vee 4 \end{array} \right\} \quad (6.2)$$

Onde:

$disp$: Tipo de dispositivo instalado na seção. Chave seccionadora (1), Fusível (2), Religador (3) e Disjuntor da subestação (4);

M : Conjunto à montante da seção k cujo a primeira seção possui dispositivo do tipo 2, 3 ou 4;

$CresR, CresC, CresI$: Custos de restauração para cargas residenciais, comerciais e industriais, respectivamente;

$$CPjs_k = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{j=k+1}^B \begin{pmatrix} LR_j \times CrepR + \\ LC_j \times CrepC + \\ LI_j \times CrepI \end{pmatrix}, \text{ Se } k \subset B \\ \sum_{j=k+1}^B \begin{pmatrix} LR_j \times CrepR + \\ LC_j \times CrepC + \\ LI_j \times CrepI \end{pmatrix}, \text{ Se } CB \geq SCAL \\ \sum_{j=k+1}^B \begin{pmatrix} LR_j \times CresR + \\ LC_j \times CresC + \\ LI_j \times CresI \end{pmatrix}, \text{ Se } CB < SCAL \end{array} \right\} \quad (6.3)$$

Onde:

B : Blocos candidatos à transferência de carga, constituídos por todas as seções que iniciam com dispositivos dos tipos 1 ou 3, a jusante da seção em falta;

CB : Carga total do bloco B;

$SCAL$: Quantidade remanescente de cargas disponível para transferência no alimentador conectado ao bloco;

3.1.2 Custo da interrupção – faltas temporárias

As faltas temporárias, assim como as faltas permanentes, afetam todo o SDEE, porém com características e impactos diferentes. O custo de interrupção por faltas temporárias, embora difícil de mensurar, reflete de acordo com a filosofia adotada para concepção do modelo em um custo de natureza social. Este custo é obtido através da equação (7).

$$C_{Temporária} = \sum_{k=1}^{sc} \gamma_k \times I_k \times (CTs_k + CTms_k + CTjs_k) \quad (7)$$

Onde:

γ : Taxa de faltas temporárias médias anuais (falta/km/ano);

CTs_k : Custo devido à falta temporária na seção k ;

$CTms_k$: Custo à montante devido falta temporária na seção k ;

$CTjs_k$: Custo à jusante devido falta temporária na seção k ;

Os componentes da equação (7), custo na seção em falta, custo a montante da seção em falta e o custo a jusante da seção em falta, são calculados pelas equações (7.1), (7.2) e (7.3), respectivamente.

$$CTs_k = LR_k \times CresR + LC_k \times CresC + LI_k \times CresI \quad (7.1)$$

Onde:

$CresR, CresC, CresI$: Custo de restauração para cargas residenciais, comerciais e industriais, respectivamente;

$$CTms_k = \begin{cases} 0 & , Se \quad disp_k = 3 \\ \sum_{j=MT}^{k-1} \begin{pmatrix} LR_j \times CresR + \\ LC_j \times CresC + \\ LI_j \times CresI \end{pmatrix} & , Se \quad disp_{MT} = 3 \vee 4 \end{cases} \quad (7.2)$$

Onde:

MT: Primeira seção à montante da seção *k* que possui dispositivo instalado dos tipos 3 ou 4;

$$CTjS_k = \sum_{j=k+1}^{MJ} (LR_j \times CresR + LC_j \times CresC + LI_j \times CresI) \quad (7.3)$$

Onde:

MJ: Todas as seções que estejam à jusante do dispositivo de proteção dos tipos 3 ou 4, que tenha atuado, e que estejam conectadas à seção em falta.

3.1.3 Custo dos equipamentos

O custo total dos equipamentos é obtido pelo somatório dos custos totais dos dispositivos 1, 2 e 3 instalados, conforme a equação (8).

$$C_{Equipamentos} = \sum_{j=1}^{nb-1} \sum_{k=j+1}^{nb} \sum_{d=1}^3 C_{fixo}[d] + C_{desinst}[d] + C_{inst}[d] \quad (8)$$

Onde:

d: Tipo de dispositivo entre as barras *j* e *k* do Sistema;

nb: Número de barras do Sistema;

C_{fixo}: Custo unitário do dispositivo tipo *d* alocado/relocado na solução em análise;

C_{desinst}: Custo unitário de desinstalação do dispositivo tipo *d* retirado/relocado na solução em análise;

C_{inst}: Custo unitário de instalação do dispositivo tipo *d* alocado/relocado na solução em análise.

3.2 RESTRIÇÕES

As restrições do problema de alocação otimizada de chaves e dispositivos de proteção estão relacionadas com os limites operacionais e são determinadas através da execução de um programa de cálculo de fluxo de potência para redes radiais de

distribuição, que é detalhado no Apêndice A, e que é uma metodologia auxiliar para a meta-heurística Otimização por Colônia de Formigas.

3.2.1 - Restrições de Fluxo de Potência nas Linhas

O máximo valor do fluxo de potência nas linhas está associado à máxima corrente (intensidade) que pode circular por um condutor elétrico dependendo de sua bitola (seção), isolamento, condições de operação (regime permanente, temperatura ambiente, condutores aéreos ou condutores subterrâneos), de forma que não se produza uma elevação perigosa de temperatura. Esta intensidade máxima chama-se intensidade máxima admissível ou simplesmente intensidade admissível.

$$f_{ij} \leq f_{\max} \quad (9)$$

Onde:

f_{ij} : Fluxo no ramo $i - j$;

$f_{\max}$: Fluxo máximo permitido no ramo $i - j$;

3.2.2 – Perfil da magnitude da tensão

O nível de tensão no consumidor é determinado pela magnitude de tensão na subestação e pelas quedas de tensão nas linhas de distribuição (pontos de consumo) e transformadores, variando com flutuações nos níveis de consumo. Normalmente é imposto um limite máximo de desvio em relação à magnitude da tensão nominal (queda de tensão) nas flutuações de tensão nas redes de distribuição.

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (10)$$

Onde:

V_i : Tensão avaliada da i -ésima barra do sistema;

$V_i^{\min}$: Magnitude mínima de tensão de operação permitida no sistema;

$V_i^{\max}$: Magnitude máxima de tensão de operação permitida no sistema.

Dessa forma, as propostas de reconfiguração para restauração do sistema que tiverem as tensões em uma barra do sistema ou conjunto de barras abaixo de um valor preestabelecido, por norma, em relação a uma tensão de operação mínima são consideradas não viáveis, ou seja, ao se propor alocar um dispositivo que permite o remanejamento de carga entre ramos $i - j$, todos os nós a jusante e inclusive a barra j devem possuir tensão igual ou superior a V_j^{min} , caso contrário não existe a possibilidade de ter um dispositivo alocado no ramo $i - j$ é igual a 0. Da mesma forma, para as barras a montante. Se a barra i ou qualquer um nó a montante violar a tensão V_i^{max} , a possibilidade do ramo $i - j$ ter um dispositivo alocado é igual a 0.

3.2.3 – Capacidade dos alimentadores

O somatório das cargas do alimentador em estudo não deve exceder a capacidade de reserva dos alimentadores vizinhos pela equação (11):

$$S_j^R \geq \sum_{k \in K} S_k \quad (11)$$

Onde:

S_j^R : Saldo da capacidade de reserva do alimentador vizinho j ;

S_k : Conjunto de cargas $k \in K$ do alimentador em estudo, que são transferidas para o alimentador j ;

K : Conjunto de cargas do alimentador onde serão alocados os dispositivos.

3.2.4 – Radialidade

Por questões da viabilidade técnica/operacional é comum que as redes de distribuição (especialmente urbanas) apresentem estruturas malhadas, sendo a operação do sistema feita radialmente. Assim são permitidas reconfigurações do sistema em caso de contingência (por exemplo, saída de serviço de um ramo ou transformador), em que se busca encontrar uma configuração que possua características radiais dependendo da localização geográfica da rede e dos critérios

da companhia distribuidora, normalmente relacionados com a segurança do serviço. A restrição de radialidade é um dos fatores complicantes do problema de alocação de chaves, pois não é fácil representar esta restrição através de relações algébricas e, portanto, torna-se muito difícil usar algoritmos baseados em técnicas tradicionais de otimização. Neste trabalho considera-se no modelo matemático, através do processo de busca, que as chaves e dispositivos de proteção são alocados para permitir a operação radial do sistema.

3.2.5 – Sistema de Proteção

As restrições do problema de alocação otimizada de dispositivos de proteção são de natureza técnica e econômica. As restrições de natureza técnica estão relacionadas com a coordenação dos dispositivos de proteção e a topologia do sistema. As restrições de natureza econômica estão relacionadas com os custos de instalação e operação dos dispositivos, natureza e importância da carga. Para que o sistema de proteção atue de maneira a se constituir em uma proteção tecnicamente eficaz tem-se a necessidade de efetuar uma cuidadosa coordenação entre os diversos dispositivos de proteção: elos fusíveis, religadores e relés. O sistema para ser realmente coordenado deve satisfazer os princípios básicos em que faltas temporárias sejam eliminadas o mais rapidamente possível ou pela ação de religadores, ou relés (com religamento) e as faltas permanentes sejam eliminadas pela ação dos fusíveis, mais próximos ao local da falta. Neste trabalho não são modeladas explicitamente as restrições de seletividade e coordenação conforme proposto em Conceição (2018), mas elas são consideradas através da limitação do número de dispositivos de proteção que podem ser alocados em série no alimentador e ramais laterais. As restrições em relação à topologia do sistema, devem ser analisadas considerando-se os pontos da rede onde ocorrem maior incidência de faltas permanentes e temporárias. Desta forma nos pontos com maior incidência de faltas temporárias deve-se estabelecer equações matemáticas que forcem que nestes locais sejam instalados religadores e da mesma forma nos locais onde ocorram maior incidência de faltas permanentes sejam instalados fusíveis, desta maneira contribui-se para a melhoria do FEC (Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora). As relações matemática que definem as restrições referentes aos custos de manutenção e instalação dos dispositivos de proteção,

neste trabalho são definidas de maneira bastante simplificada através da limitação do número máximo de dispositivos de proteção (religadores, fusíveis, etc.).

3.2.6 Número de equipamentos por alimentador

Nessa restrição do modelo, considera-se um número máximo de chaves de manobras, fusíveis e religadores em cada um dos alimentadores, sendo esse número diretamente relacionado com a configuração do caso base, e obtido com (12):

$$NEQ_i \leq NEQ_{base} \quad (12)$$

Onde:

NEQ_i : Número de equipamentos instalados no alimentador i ;

NEQ_{base} : Número de cada tipo de equipamento presente na solução de referência, caso base do alimentador i .

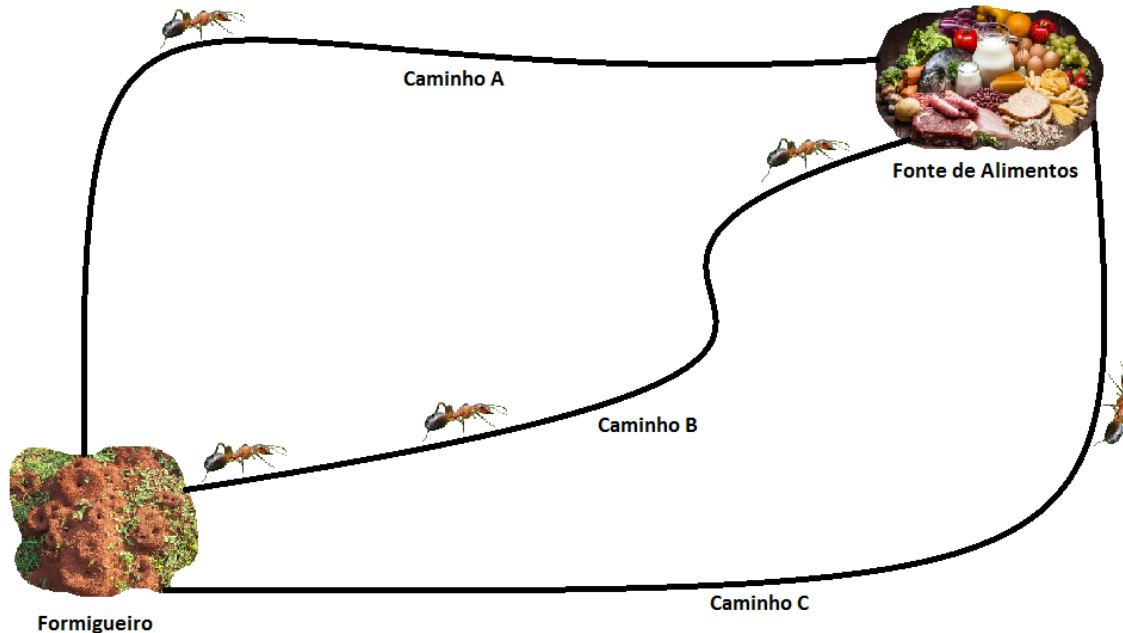
4 TÉCNICA DE SOLUÇÃO

A meta-heurística *Ant Colony Optimization (ACO)* é a técnica de solução proposta utilizada neste trabalho para o problema de alocação e realocação dos dispositivos de manobras e proteção em SDEE radiais. Para resolver problemas de otimização complexos de grande porte, a aplicação de meta-heurística é adequada e recomendada, pois existe um número muito grande de soluções possíveis, sendo que a obtenção da solução ótima através de otimização clássica torna-se muito difícil devido à grande quantidade de variáveis reais e inteiras existentes e a não convexidade do modelo. Desta forma, as metas-heurísticas possuem grande potencial de encontrar soluções viáveis de qualidade para problemas de otimização complexos em um tempo computacional adequado.

Esta técnica é comumente utilizada nos problemas de roteamento e do caixeiro viajante. Para estes problemas a obtenção de uma solução viável só é possível depois de completado o percurso, porém para aplicação em problemas de planejamento de SDEE cada ramo percorrido pelas formigas pode ser uma solução viável. Esta característica do problema aumenta o número de combinações possíveis na instalação dos dispositivos, e dificulta, significativamente, a possibilidade de encontrar uma solução de boa qualidade, tornando um desafio teórico e prático a sua aplicação no problema de planejamento da confiabilidade de redes.

A meta-heurística ACO foi definida por Dorigo, Di Caro e Gambardella e baseia-se no comportamento de colônia de formigas reais para criar algoritmos inspirados no comportamento destes insetos para determinar a menor rota entre o formigueiro e a fonte de alimentos. Na figura a seguir, exemplificam-se alguns aspectos importantes que são baseados esta técnica.

Figura 3 – Caminhos viáveis entre a colônia de formigas e a fonte de alimento.



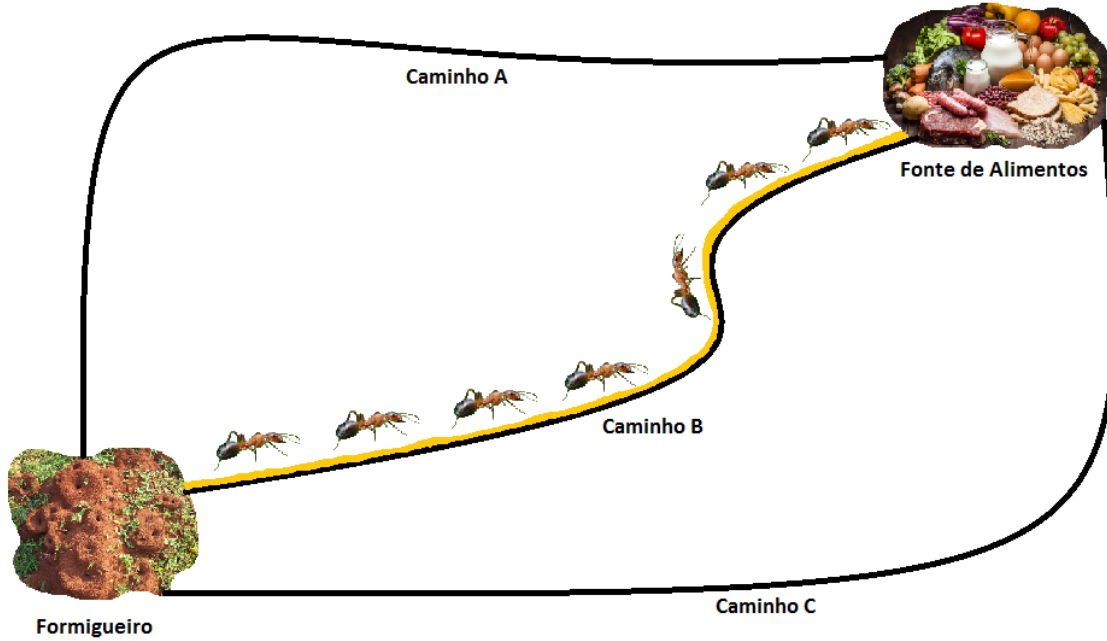
Fonte Elaborado pelo próprio autor.

As formigas deslocam-se do formigueiro com o objetivo de encontrar o alimento e levá-lo para a colônia de onde partiram. Essa busca inicialmente mostra-se aleatória, pois as formigas são cegas e por não existir nenhum feromônio depositado. Essa substância volátil, chamada feromônio, é utilizada para as formigas se comunicarem umas com as outras e marcarem o caminho para as próximas formigas e novas buscas. Conforme ilustrado na figura 3, as formigas partem do formigueiro e percorrem os caminhos A, B e C, respectivamente, até a fonte de alimento.

As formigas que constroem o percurso mais curto, que neste caso é o caminho B, conseguem chegar à fonte de alimento e retornar para a colônia em um tempo menor do que as formigas que construíram caminhos mais longos, o que faz com que o caminho mais curto possua um acréscimo de feromônio maior do que os demais. Portanto, a intensidade do feromônio diminui à medida que os caminhos construídos vão se tornando maiores, como nos caminhos maiores A e C. Ao longo do tempo, as rotas mais curtas tendem a concentrar um número maior de formigas e com isso concentram ainda mais feromônio, podendo ocorrer a situação em que todas as formigas adotem o mesmo caminho, visto que os demais trajetos vão perdendo o seu feromônio através da evaporação e não há novas deposições devido à ausência de

formigas passando pelos mesmos. Quando isto acontece, é dito que as formigas determinaram a rota mínima entre o formigueiro e a fonte de alimentos, o que significa que não haverá construção ou renovação de outros caminhos.

Figura 4 – Convergência das formigas no caminho B.



Fonte Elaborado pelo próprio autor.

Na aplicação da meta-heurística ACO para o problema formulado no capítulo anterior, pode-se abstrair que a colônia de formigas é equivalente à subestação de onde saem os alimentadores, e cada ramo do sistema faz parte do caminho a ser construído. A distância do caminho é equivalente ao custo da interrupção que está em função do tipo de dispositivo escolhido e do local da sua instalação. Desta forma, a decisão de alocar ou não o dispositivo em cada ramo na iteração corrente, baseia-se na probabilidade da formiga depositar entre a barra j e a barra k um dispositivo do tipo d , conforme (13).

$$P_{j,k}^{f,d} = \frac{[\tau_{j,k}^d(it)]^\alpha \times [\eta_{j,k}^d(it)]^\beta}{\sum_{i=0}^D ([\tau_{j,k}^i(it)]^\alpha \times [\eta_{j,k}^i(it)]^\beta)} \quad (13)$$

Onde:

$P_{j,k}^{f,d}$: Probabilidade da formiga f ir da barra j para a barra k percorrendo o caminho onde poderá ser instalado o dispositivo d ;
 α : Parâmetro que indica a influência do feromônio;
 β : Parâmetro que estabelece a influência da distância;
 it : Número da iteração;
 $\tau_{j,k}^d(it)$: Quantidade de feromônio existente no caminho formado pelo dispositivo d entre as barras j e k ;
 $\eta_{j,k}^d(it)$: Inverso do custo da interrupção obtido pela instalação do dispositivo d entre as barras j e k ;
 D : Conjunto formado por todas as possibilidades de alocação de dispositivos entre as barras j e k .

No problema em questão, cada nó em que a formiga deposita um dispositivo ou em cada trecho do alimentador que a formiga deixa de instalar um dispositivo, esse feromônio deve ser atualizado conforme a quantidade de formigas e suas respectivas escolhas. O acréscimo do feromônio depositado pelas formigas é calculado pela expressão (14).

$$\Delta\tau_{j,k}^{f,d} = \frac{Q}{CI^f} \quad (14)$$

Onde:

$\Delta\tau_{j,k}^{f,d}$: Deposição de feromônio pela formiga f no caminho formado pelo dispositivo d , instalado entre as barras j e k ;
 Q : Constante de atualização do feromônio;
 CI^f : Custo da interrupção encontrado pela formiga f .

Logo antes da atualização do feromônio para a próxima iteração, por ser uma substância volátil, ocorre sua evaporação. Portanto, a atualização do feromônio pelas formigas é calculada pela expressão (15).

$$\tau_{j,k}^d(it) = (1 - \sigma) \times \tau_{j,k}^d(it-1) + \sum_{f=1}^{nf} \Delta \tau_{j,k}^{f,d}(it) \quad (15)$$

Onde:

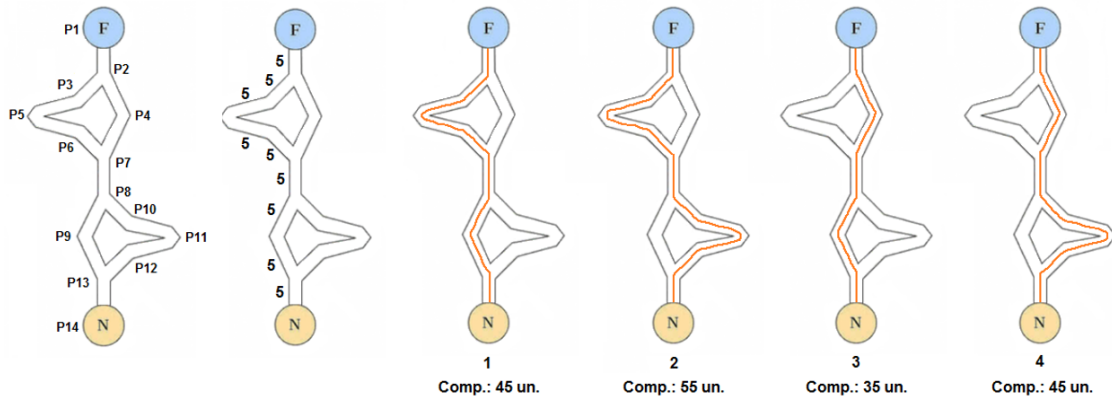
$\tau_{j,k}^d(it)$: Valor atualizado do feromônio na iteração it no caminho formado pelo dispositivo d instalado entre as barras j e k ;

σ : Taxa de evaporação do feromônio;

nf : Número total de formigas.

Como exemplo, podemos utilizar a figura a seguir para ilustrar as etapas que envolvem esta técnica de solução.

Figura 5 – Exemplo prático para a meta-heurística ACO.



Fonte Elaborado pelo próprio autor.

A figura que representa os caminhos possíveis entre a fonte de alimentos (F) e o ninho (N), pode ser subdividida pelos pontos de P1 a P14. O comprimento dos segmentos que ligam estes pontos pode ser atribuído à 5 unidades de medida cada um. Portanto, sabemos que pela restrição física imposta na figura para os caminhos viáveis, temos apenas 4 soluções possíveis. O caminho 1 com comprimento de 45, o 2 com 55, o 3 com 35 e o 4 com comprimento equivalente ao caminho 1. Ou seja, o ótimo global neste caso seria o caminho 3.

Para resolver este problema através da meta-heurística, precisamos estabelecer os parâmetros listados na tabela a seguir:

Tabela 2 - Parâmetros da meta-heurística aplicados ao exemplo

Número Iterações	Número Formigas	Influência Feromônio (α)	Influência Distância (β)	Feromônio Inicial	Const. Atualização (Q)	Coef. Evap. (σ)
50	40	1	1	1	10	0,1

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Com os parâmetros estabelecidos, podemos construir a seguinte tabela de probabilidades para a primeira iteração.

Tabela 3 – Probabilidade das arestas na iteração (IT = 1)

Aresta	Distância (un.)	$N(i, j)^{-1}$	$T(i, j)^{-1}$	$T(i, j)^{-1} * N(i, j)^{-1}$	$P(i, j)$
P1 - P2	5	0,2	1	0,2	100%
P2 - P3	5	0,2	1	0,2	50%
P2 - P4	5	0,2	1	0,2	50%
P3 - P5	5	0,2	1	0,2	100%
P4 - P7	5	0,2	1	0,2	100%
P5 - P6	5	0,2	1	0,2	100%
P6 - P7	5	0,2	1	0,2	100%
P7 - P8	5	0,2	1	0,2	100%
P8 - P9	5	0,2	1	0,2	50%
P8 - P10	5	0,2	1	0,2	50%
P9 - P13	5	0,2	1	0,2	100%
P10 - P11	5	0,2	1	0,2	100%
P11 - P12	5	0,2	1	0,2	100%
P12 - P13	5	0,2	1	0,2	100%
P13 - P14	5	0,2	1	0,2	100%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Podemos notar que os pontos P2 e P8 são os pontos críticos onde as formigas terão que decidir por qual caminho seguir, sendo que a probabilidade de cada um é igual a 50%.

Tabela 4 – Caminhos e distâncias na iteração (IT = 1)

GRUPO	SEQUÊNCIA DE PONTOS PERCORRIDOS										DISTÂNCIA	
A	P1-P2	P2-P3	P3-P5	P5-P6	P6-P7	P7-P8	P8-P9	P9-P13	P13-P14		45	
B	P1-P2	P2-P3	P3-P5	P5-P6	P6-P7	P7-P8	P8-P10	P10-P11	P11-P12	P12-P13	P13-P14	55
C	P1-P2	P2-P4	P4-P7	P7-P8	P8-P9	P9-P13	P13-P14					35
D	P1-P2	P2-P4	P4-P7	P7-P8	P8-P10	P10-P11	P11-P12	P12-P13	P13-P14			45

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Através da tabela 4, podemos perceber que todas as formigas 40 formigas saem do ponto 1 que é a fonte de alimento encontrada e passam para o ponto 2 devido à restrição física. Neste segundo ponto elas precisam escolher qual o caminho seguir. Considerando a probabilidade calculada para ambos igual à 50%, utilizando um modelo aleatório de escolha, podemos considerar que metade das formigas seguirão para o ponto P3 e a outra metade para o ponto P4. Quando elas chegarem ao ponto P8, terão novamente que decidir por qual caminho percorrer. De forma aleatória e com base no cálculo da probabilidade feito anteriormente, podemos afirmar que metade seguirão em frente formando os grupos A e B, composto por 10 formigas cada um, escolhendo os pontos P9 e P10. Os grupos C e D composto também por 10 formigas cada, escolherão os pontos P9 e P10. Deste momento em diante todas chegarão ao ninho formando 4 caminhos distintos com suas respectivas distâncias.

Com os caminhos viáveis completos, podemos construir a tabela de atualização do feromônio para a iteração 1. Ao listarmos todas as arestas, fazemos a evaporação do feromônio para todas elas, resultando no valor de 0,9. Em seguida, acrescentamos o feromônio em cada aresta, conforme o caminho que cada formiga construiu. Neste caso os caminhos estão representados pelas colunas dos Grupos A, B, C e D com múltiplo de 10 formigas cada um. O valor atualizado do feromônio para cada aresta está ilustrado na última coluna.

Tabela 5 – Atualização do feromônio na iteração (IT = 1)

ARESTA	$(1-\sigma)*T(i,j)$	GRUPO A	GRUPO B	GRUPO C	GRUPO D	TOTAL
P1 - P2	0,9000	$10*(10/45) = 2,22$	$10*(10/55) = 1,82$	$10*(10/35) = 2,86$	$10*(10/45) = 2,22$	10,02
P2 - P3	0,9000	$10*(10/45) = 2,22$	$10*(10/55) = 1,82$			4,94
P2 - P4	0,9000			$10*(10/35) = 2,86$	$10*(10/45) = 2,22$	5,98
P3 - P5	0,9000	$10*(10/45) = 2,22$	$10*(10/55) = 1,82$			4,94
P4 - P7	0,9000			$10*(10/35) = 2,86$	$10*(10/45) = 2,22$	5,98
P5 - P6	0,9000	$10*(10/45) = 2,22$	$10*(10/55) = 1,82$			4,94
P6 - P7	0,9000	$10*(10/45) = 2,22$	$10*(10/55) = 1,82$			4,94
P7 - P8	0,9000	$10*(10/45) = 2,22$	$10*(10/55) = 1,82$	$10*(10/35) = 2,86$	$10*(10/45) = 2,22$	10,02

ARESTA	$(1-\sigma)*T(i,j)$	GRUPO A	GRUPO B	GRUPO C	GRUPO D	TOTAL
P8 - P9	0,9000	$10*(10/45) = 2,22$		$10*(10/35) = 2,86$		5,98
P8 - P10	0,9000		$10*(10/55) = 1,82$		$10*(10/45) = 2,22$	4,94
P9 - P13	0,9000	$10*(10/45) = 2,22$		$10*(10/35) = 2,86$		5,98
P10 - P11	0,9000		$10*(10/55) = 1,82$		$10*(10/45) = 2,22$	4,94
P11 - P12	0,9000		$10*(10/55) = 1,82$		$10*(10/45) = 2,22$	4,94
P12 - P13	0,9000		$10*(10/55) = 1,82$		$10*(10/45) = 2,22$	4,94
P13 - P14	0,9000	$10*(10/45) = 2,22$	$10*(10/55) = 1,82$	$10*(10/35) = 2,86$	$10*(10/45) = 2,22$	10,02

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Com estas etapas realizadas, podemos iniciar o cálculo da tabela de probabilidades para a próxima iteração.

Tabela 6 – Probabilidade das arestas na iteração (IT = 2)

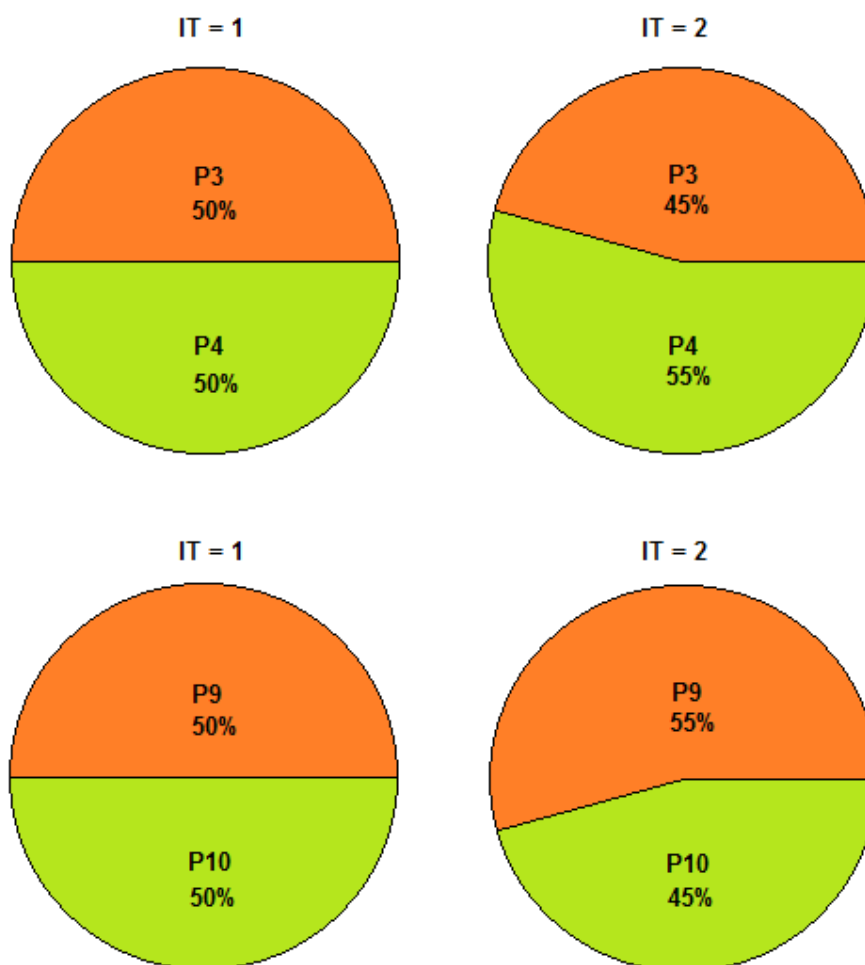
Aresta	Distância (un.)	$N(i,j)^1$	$T(i,j)^1$	$T(i,j)^1 * N(i,j)^1$	$P(i,j)$
P1 - P2	5	0,2	10,02	2,004	100%
P2 - P3	5	0,2	4,94	0,988	45,24%
P2 - P4	5	0,2	5,98	1,196	54,76%
P3 - P5	5	0,2	4,94	0,988	100%
P4 - P7	5	0,2	5,98	1,196	100%
P5 - P6	5	0,2	4,94	0,988	100%
P6 - P7	5	0,2	4,94	0,988	100%
P7 - P8	5	0,2	10,02	2,004	100%
P8 - P9	5	0,2	5,98	1,196	54,76%
P8 - P10	5	0,2	4,94	0,988	45,24%
P9 - P13	5	0,2	5,98	1,196	100%
P10 - P11	5	0,2	4,94	0,988	100%
P11 - P12	5	0,2	4,94	0,988	100%
P12 - P13	5	0,2	4,94	0,988	100%
P13 - P14	5	0,2	10,02	2,004	100%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na iteração 2, verificamos que devido a atualização do feromônio, a probabilidade de escolha para cada formiga já se intensifica para os pontos P4 e P9, elevando o número de formigas que escolherão o caminho realizado pelo grupo C,

com comprimento de 35 unidades de medida. Esse processo irá se intensificar ainda mais nas próximas iterações, podendo chegar ao ponto que todas as formigas estarão fazendo o caminho do grupo C, que é o ótimo global para este exemplo. Neste ponto, podemos dizer que o programa convergiu e que não há possibilidade de encontrar novos caminhos, mesmo antes de atingir o número máximo de 50 iterações estabelecido. Por isso, deve-se estabelecer outros critérios de parada além do número de iterações, como por exemplo, o comprimento do caminho encontrado. Se ele não for melhorado por 10 iterações seguidas, interrompe-se a execução.

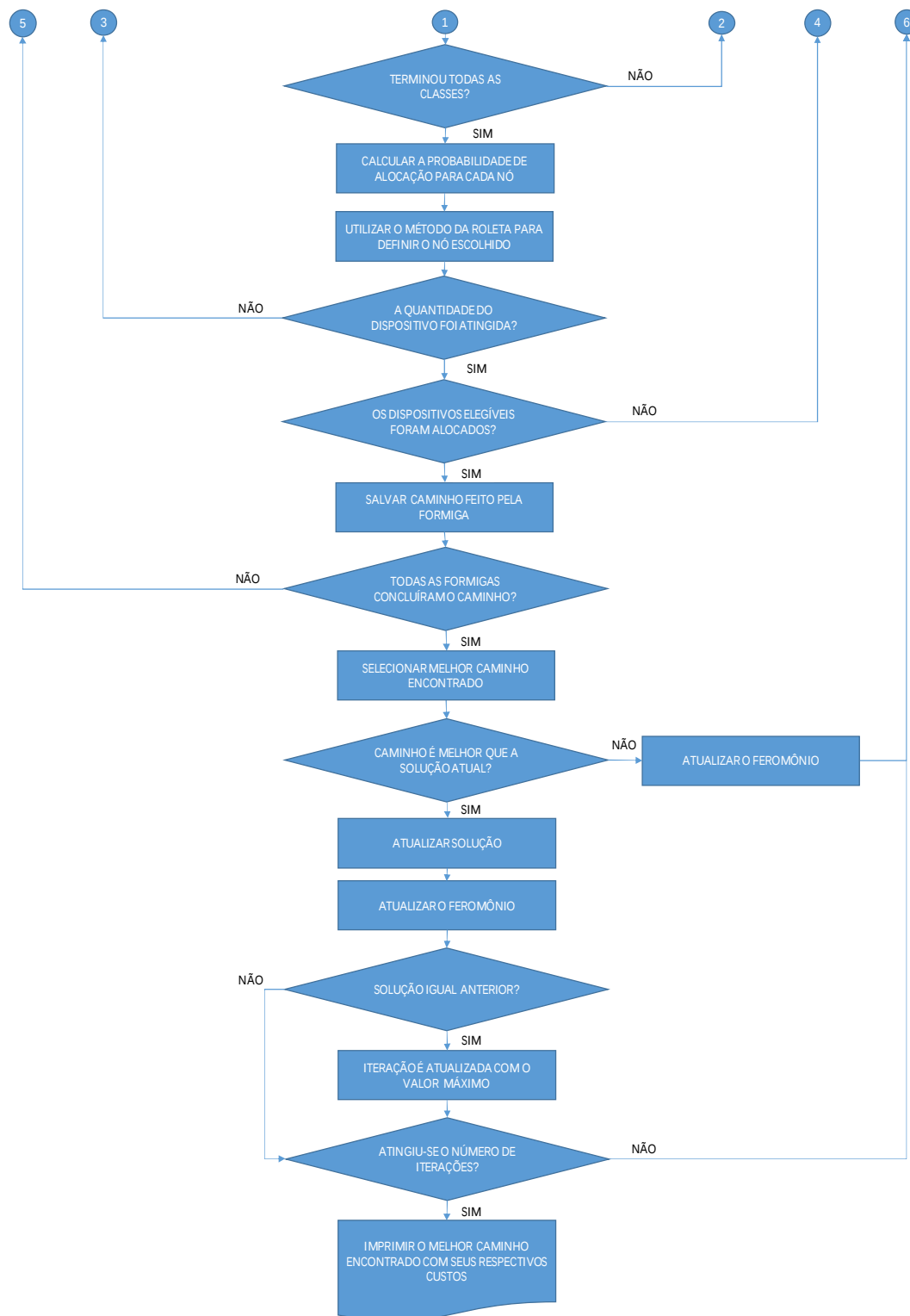
Figura 6 – Probabilidade de escolha das formigas para os pontos críticos.



Fonte Elaborado pelo próprio autor.

O fluxograma referente a técnica de solução implementada para solução do problema de alocação de chaves e dispositivos de proteção está ilustrado nas Figuras 7 e 8.

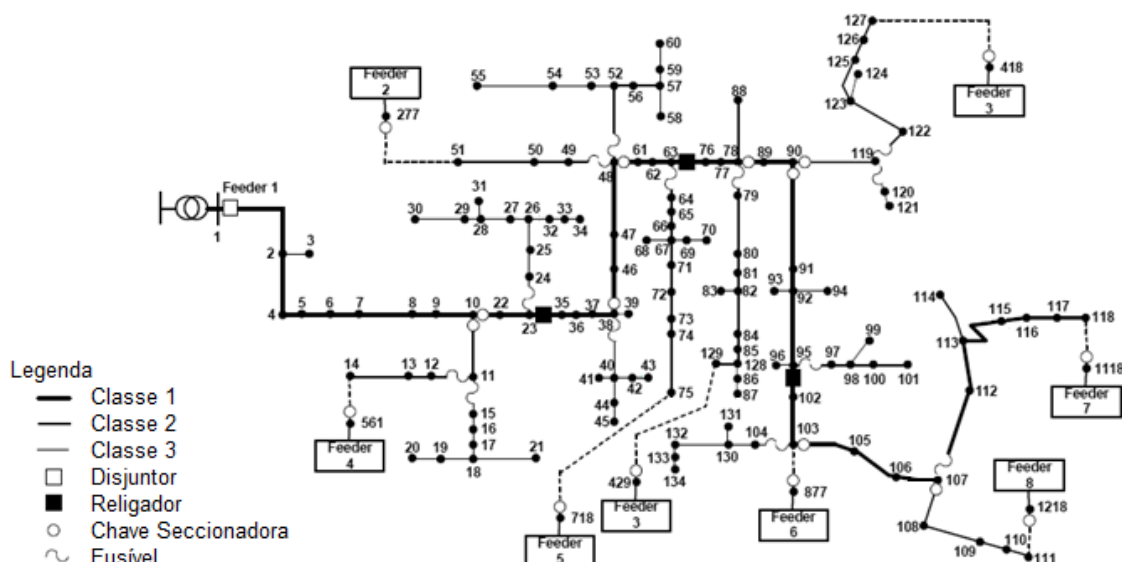
Figura 8 – Fluxograma – Parte 2.



Fonte Elaborado pelo próprio autor.

5 TESTES E RESULTADOS

Figura 9 - Alimentador de distribuição com 134 barras, 13,8 kV.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A metodologia foi implementada em linguagem de programação C# e validada para um alimentador real, com tensão 13,8 kV e composto por 134 Barras (LaPSEE, 2020). Este alimentador foi subdividido em 3 classes, sendo a classe 1 composta pelos nós e ramos principais do alimentador, iniciando no nó 1 e finalizando no nó 107, formando o trecho comum a pelo menos 2 alimentadores vizinhos. A classe 2 inicia-se no nó que conecta o alimentador em estudo aos alimentadores vizinhos e termina no primeiro nó encontrado da classe 1. A classe 3 é formada pelos ramos extremos que não possuem conexão com os alimentadores vizinhos e terminam no primeiro nó encontrado da classe 1, classe 2 e da própria classe 3. No alimentador em estudo possuem 7 alimentadores vizinhos que possibilitam o remanejamento de cargas, sendo a capacidade de cada um deles apresentada na Tabela 7.

Tabela 7 - Capacidade de Reserva dos Alimentadores Vizinhos

Alimentador	Capacidade de Reserva (kW)
2	725
3	1160
4	485

Alimentador	Capacidade de Reserva (kW)
5	725
6	970
7	680
8	240

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A taxa de faltas permanentes e temporárias utilizada para o alimentador em estudo foi igual a 0,072 e 0,98 (falta/km/ano) respectivamente. Os custos da energia não suprida devido uma falta permanente para consumidor residencial, comercial e industrial para reparo e restauração, assim como os tempos de reparo e restauração, incluindo o custo das faltas temporárias, estão representados na tabela 8.

Tabela 8 – Custos da energia não suprida e duração

Energia não Suprida por Consumidor	Reparo (US\$/kWh)	Restauração (US\$/kWh)	Duração Reparo (h)	Duração Restauração (h)	Falta Temporária (US\$/kW)
Residencial	1,50	0,27	4	1,5	0,80
Comercial	30,00	40,00			
Industrial	4,64	6,41			

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

As cargas das barras, assim como o comprimento dos ramos entre as barras são os mesmos utilizados por SILVA, (2005). Os custos fixos dos equipamentos de manobras e proteção estão apresentados na Tabela 9.

Tabela 9. Custos Fixos dos Equipamentos

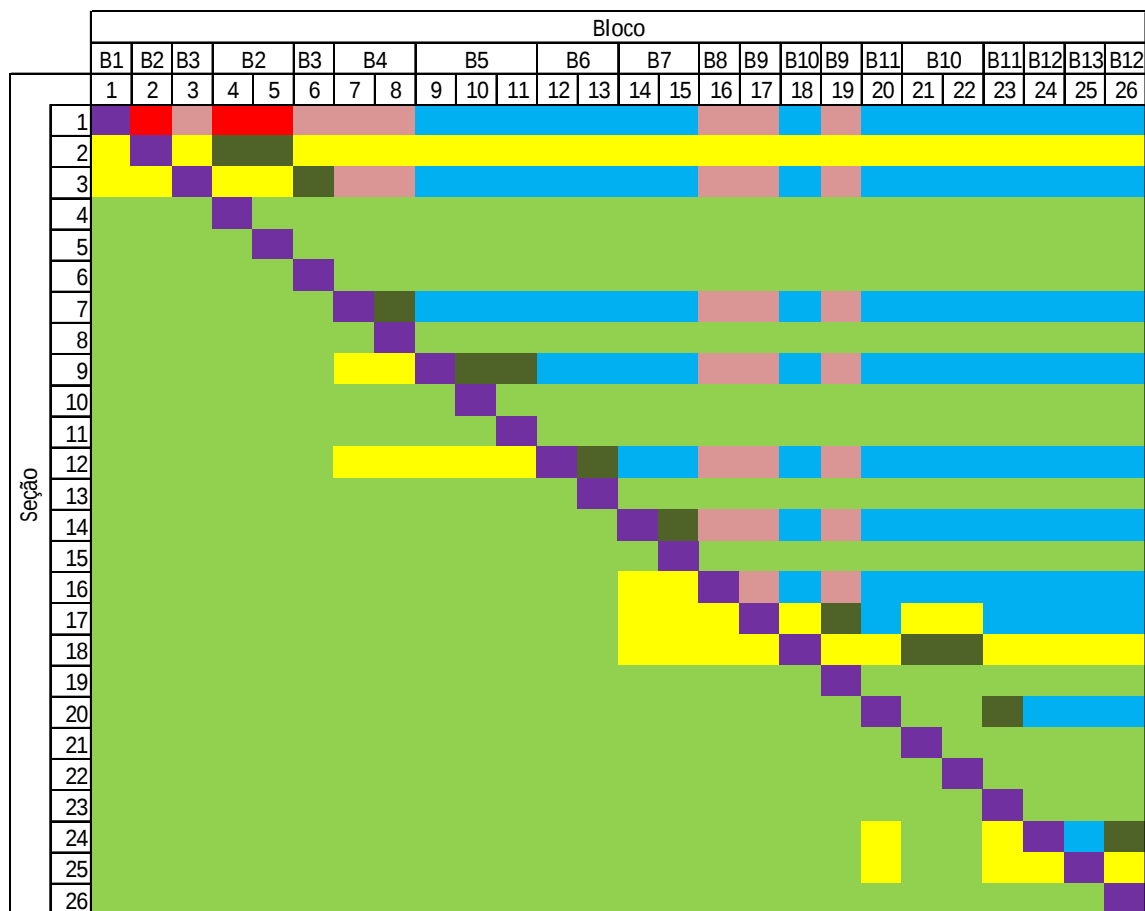
Equipamento (Código)	Valor (US\$)	Desinstalação / Instalação (US\$)
Chave Seccionadora (1)	2.730,00	300,00
Fusível + Chave (2)	1.000,00	100,00
Religador (3)	25.000,00	1000,00

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para a topologia básica do SDEE em estudo ilustrada na Figura 9, antes da aplicação da metodologia proposta, tem-se um custo anual total estimado de interrupção de US\$ 176.185,42.

Considerando-se esta configuração básica faz-se a representação gráfica do comportamento das seções e blocos de cargas para este alimentador, na incidência de faltas em suas seções. Para as faltas permanentes observam-se as características apresentadas nas Figuras 10 e 11:

Figura 10 – Representação matricial do efeito nas seções devido ao comportamento dos dispositivos na ocorrência de faltas permanentes – Caso base.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

As faltas ocorridas nas seções do alimentador estão destacadas em roxo, representadas pela diagonal principal, e seus respectivo impactos, a montante e a jusante estão representados pela linha correspondente a cada seção em falta.

As cores em cada célula representam o comportamento de cada seção e estão codificadas conforme a seguir:

Verde Claro: Seções não impactadas pela falta permanente

Amarelo: Restauração à montante da seção em falta;

Roxo: Reparo na seção em falta;

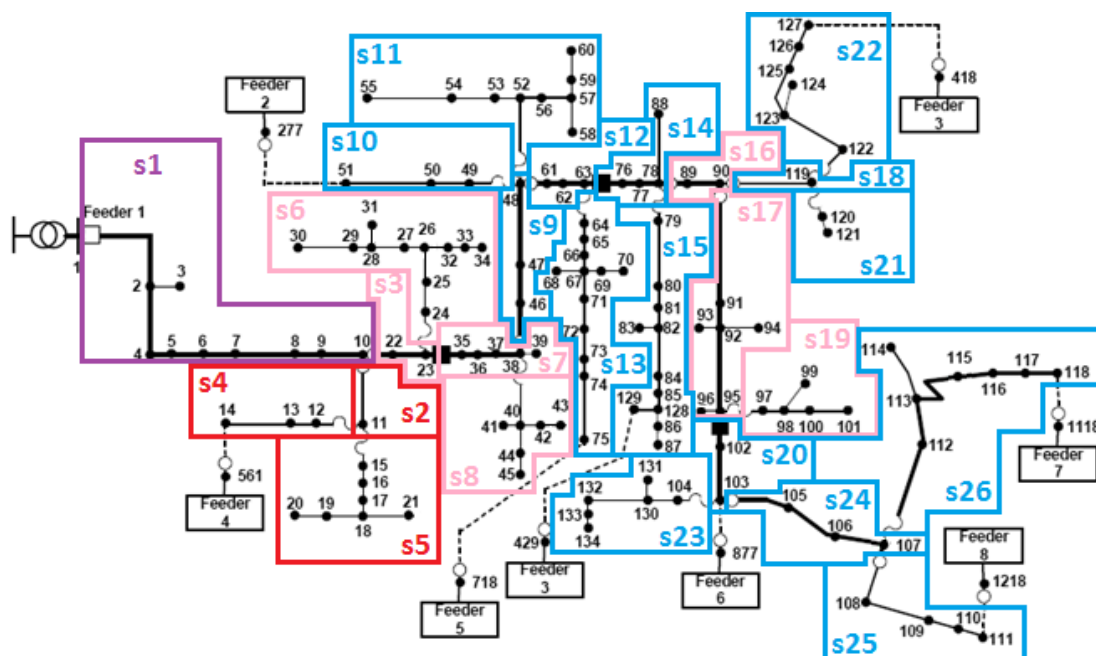
Verde Escuro: Reparo devido à seção pertencer ao bloco em falta;

Azul: Restauração devido à capacidade de transferência cargas dos alimentadores vizinhos ser viável;

Vermelho: Reparo devido às capacidades de remanejamento de carga dos alimentadores vizinhos serem insuficiente;

Rosa: Reparo devido o bloco a jusante da seção em falta não possuir conexão com alimentador vizinho;

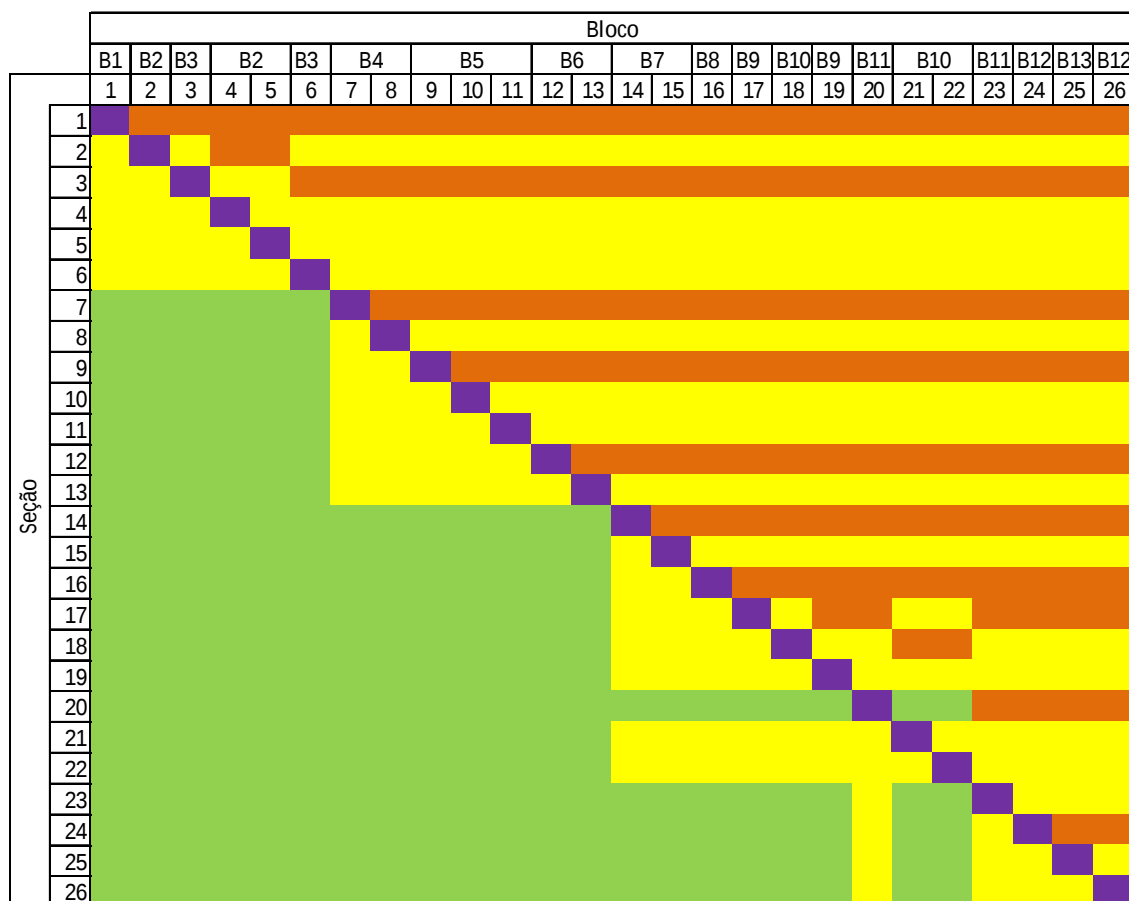
Figura 11 – Representação no alimentador do efeito nas seções devido ao comportamento dos dispositivos na ocorrência de faltas permanentes – Caso base.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para as faltas temporárias, obteve-se o comportamento apresentado nas Figuras 12 e 13:

Figura 12 – Representação matricial do efeito nas seções devido ao comportamento dos dispositivos na ocorrência de faltas temporárias – Caso base



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na Figura 12, as seções sob faltas estão representadas pela diagonal principal destacadas em roxo e seu respectivo impacto a montante e a jusante estão representados pela linha correspondente à cada seção em falta.

As cores em cada célula representam o comportamento de cada seção e estão codificadas conforme a seguir:

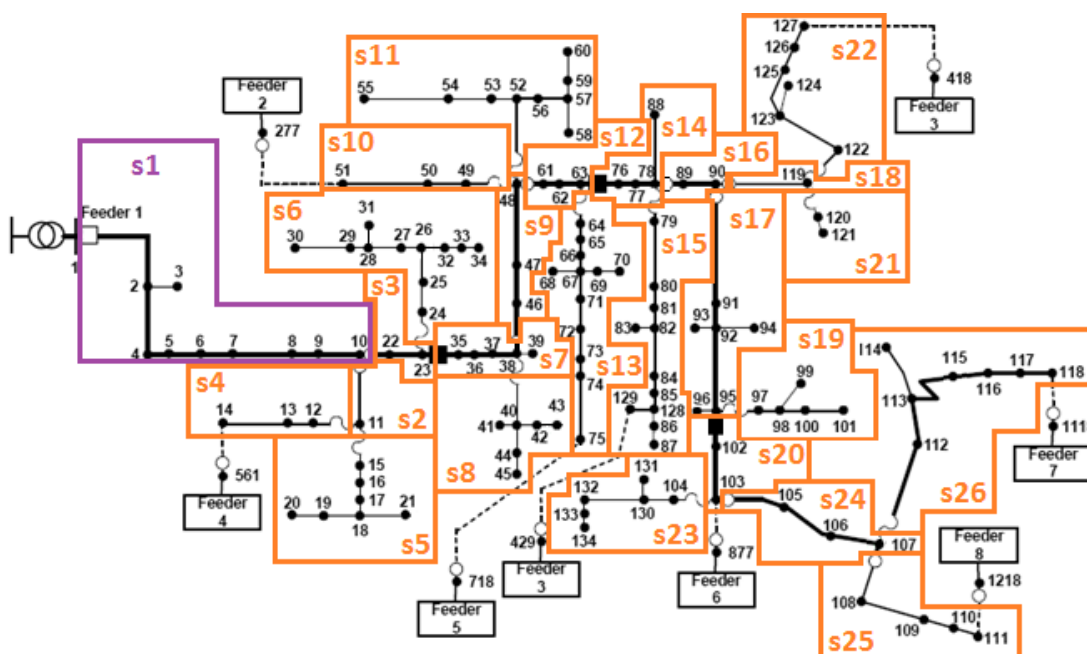
Verde Claro: Seções não impactadas pela falta temporária;

Amarelo: Restauração à montante da seção em falta devido à atuação de um religador ou disjuntor;

Roxo: Restauração da seção em falta.

Laranja: Restauração à jusante da seção em falta devido à atuação de um religador ou disjuntor;

Figura 13 – Representação no alimentador do efeito nas seções devido ao comportamento dos dispositivos na ocorrência de faltas temporárias – Caso base.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para obtenção dos resultados, os parâmetros da meta-heurística foram calibrados para a execução do algoritmo através de testes exaustivos, sendo utilizado para os resultados apresentados os parâmetros constantes na tabela a seguir.

Tabela 10 - Parâmetros da meta-heurística aplicados ao alimentador

Número Iterações	Número Formigas	Influência Feromônio (α)	Influência Distância (β)	Feromônio Inicial	Const. Atualização (Q)	Coef. Evap. (σ)
50	50	0,70	0,90	1	1.000	0,01

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na Tabela 11 apresentam-se os resultados de algumas soluções (S) fornecidos pela implementação computacional do algoritmo ACO. A solução base (S

= 0), inclui o custo das faltas e dos equipamentos instalados antes da alocação otimizada dos dispositivos de controle e proteção. As soluções viáveis (1-5) são fornecidas pela metodologia proposta e a variação percentual ilustrada na tabela reflete o potencial de melhora das soluções encontradas pela metodologia com relação ao caso base, considerando as variações nos custos dos equipamentos e das faltas permanentes e temporárias.

Tabela 11 - Soluções Caso Base (0) e Viáveis (1-5)

S	Tipo Disp.	Qde. Disp.	Ramo de instalação no SDEE	Custo Total (kUS\$)	Δ (%)
0	CH	9	10-11; 10-22; 38-46; 48-61; 78-89; 90-91; 90-119; 103-105; 107-108	CIT = 176 EQ = 112 FP = 38 FT = 26	0%
	FU	13	11-12; 11-15; 23-24; 38-40; 48-49; 48-52; 63-64; 78-79; 95-97; 103-104; 107-112; 119-120; 119-122		
	RE	3	23-35; 63-76; 95-102		
1	CH	9	7-8; 10-22; 11-12; 38-46; 47-48; 48-61; 79-80; 90-91; 109-110	CIT = 175 EQ = 118 FP = 31 FT = 25	- 1%
	FU	13	2-3; 10-11; 23-24; 38-39; 38-40; 48-49; 48-52; 63-64; 78-79; 90-119; 95-97; 103-104; 107-112		
	RE	3	23-35; 63-76; 103-105		
2	CH	4	23-35; 64-65; 81-82; 105-106	CIT = 170 EQ = 106 FP = 38 FT = 25	- 4%
	FU	10	10-11; 23-24; 38-40; 48-49; 48-52; 63-64; 78-79; 90-119; 95-97; 107-112		
	RE	3	38-46; 77-78; 102-103		

S	Tipo Disp.	Qde. Disp.	Ramo de instalação no SDEE	Custo Total (kUS\$)	Δ (%)
3	CH	2	90-91; 103-105	CIT = 163 EQ = 100 FP = 37 FT = 26	- 8%
	FU	13	2-3; 10-11; 23-24; 38-39; 38-40; 48-49; 48-52; 63-64; 78-79; 90-119; 95-97; 103-104; 107-112		
	RE	3	37-38; 63-76; 92-95		
4	CH	3	47-48; 48-61; 90-91	CIT = 160 EQ = 97 FP = 37 FT = 25	- 9%
	FU	9	10-11; 23-24; 38-40; 48-49; 48-52; 63-64; 78-79; 90-119; 95-97		
	RE	3	23-35; 63-76; 103-105		
5	CH	1	90-91	CIT = 157 EQ = 96 FP = 36 FT = 25	- 11%
	FU	13	2-3; 10-11; 23-24; 38-39; 38-40; 48-49; 48-52; 63-64; 78-79; 90-119; 95-97; 103-104; 107-112		
	RE	3	23-35; 63-76; 103-105		

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A solução (S = 1) manteve a quantidade de dispositivos inalterada com relação ao caso base e mesmo assim reduziu em 18% o impacto das faltas permanentes e 4% a influência das faltas temporárias. O valor da função objetivo, ficou ligeiramente abaixo da solução (S = 0), satisfazendo a condição principal que é a redução do custo total da interrupção, mesmo com o acréscimo ocorrido no custo dos equipamentos devido realocação dos dispositivos. À medida que se deseja maximizar a redução do custo total, consequentemente limita-se a melhoria no impacto da função objetivo das faltas permanentes e temporárias.

Verificou-se que nas soluções viáveis obtidas, onde há redução no número de religadores, não se consegue manter ou aumentar a qualidade do fornecimento de

energia referente ao impacto das faltas temporárias, diferentemente dos equipamentos chaves de manobras e fusíveis, pois nas soluções $S = 2, 3, 4$ e $S = 5$, mesmo com o número destes equipamentos reduzidos, conseguiu-se obter soluções de melhor qualidade através da alocação otimizada dos equipamentos.

Para solução $S = 2$ obteve a minimização da função objetivo em 4%, mesmo com uma redução de 56% na quantidade de chaves de manobras e 23% na quantidade de fusíveis, sem prejudicar a qualidade do serviço. O mesmo ocorreu nas demais soluções apresentadas $S = 3, 4$ e 5.

Na solução $S = 3$ foram reduzidas 7 chaves de manobras e o número de chaves fusíveis permaneceu inalterado, obtendo 8% de melhoria no resultado global e redução de 3% no impacto das faltas permanentes. Na solução $S = 4$ foram reduzidas 6 chaves de manobras e 4 fusíveis, resultando em um valor da FO inferior ao caso base em 9% e redução de 3% no impacto das faltas permanentes e 4% nas faltas temporárias.

A solução $S = 5$ manteve a quantidade de religadores igual ao caso base, porém a quantidade total dos equipamentos instalados foi reduzida de 25 para 17. Essa redução de 32%, simultaneamente com a realocação dos demais dispositivos, permitiu uma melhoria de 11% no valor da FO. Neste caso, todos os seus componentes de custos também foram reduzidos. Os custos com equipamentos, faltas permanentes e temporárias reduziram de 14%, 5% e 4%, respectivamente.

6 CONCLUSÕES

A alocação e/ou realocação de dispositivos de manobras e proteção, juntamente com a possibilidade de transferência de carga entre alimentadores vizinhos, proporciona melhorias no desempenho do SDEE frente às faltas permanentes e temporárias, atingindo o objetivo de reduzir o custo total de investimentos e interrupções para a concessionária e melhorar a qualidade do serviço de fornecimento de energia aos consumidores.

A minimização do valor global da função objetivo beneficia a empresa distribuidora pela redução dos custos totais, porém para alguns casos isto pode não refletir na melhoria da qualidade do serviço ao consumidor, o que reforça ainda mais a necessidade de atuação dos órgãos reguladores e de uma estrutura interna, com equipes capacitadas para avaliar os impactos secundários, como por exemplo perfil de tensão e o reflexo da redução dos custos no impacto das faltas permanentes e temporárias no sistema.

No cenário em questão, buscou-se conciliar a otimização dos custos globais com a manutenção ou se possível acréscimo na qualidade do serviço prestado para o mesmo alimentador, exemplo característico em todas soluções apresentadas neste trabalho, porém existe a possibilidade de não se obter uma FO com valor inferior à solução do caso base devido aos níveis pretendidos de redução no impacto das faltas permanentes e temporárias. Este tipo de comportamento das soluções fornecidas pela metodologia está relacionada com as restrições do modelo que consideram as exigência do órgão regulador e de operação da rede de distribuição. Destaca-se também que para este problema de realocação dos dispositivos de manobra e proteção, a metodologia ACO mostrou-se eficiente, porém com grande dificuldade de implementação, pois seus parâmetros apresentam uma calibração específica para cada problema de otimização em estudo, sendo o trabalho com o espaço de busca e a ordem de execução do algoritmo dificuldades adicionais e determinantes para a obtenção de soluções viáveis.

Inicialmente tentou-se resolver o problema por completo, através da implementação de matrizes multidimensionais para o feromônio, atualização do feromônio, caminho formado pelas formigas e tratamento simultâneo das faltas permanentes e temporárias. Nesta configuração, não conseguiu-se chegar simultaneamente na otimização do impacto das faltas permanentes, temporárias e

redução da função objetivo global. Atribui-se ao insucesso desta versão o fato de que os custos de soluções viáveis para soluções não viáveis apresentarem uma diferença percentual muito pequena ou até mesmo ausente, além do espaço amostral ser muito disperso, o que exigiria novas calibrações dos parâmetros e um tempo computacional muito elevado para uma possível convergência, sendo que os testes realizados sem sucesso chegaram a demorar 5 dias em execução.

Após detectar essa dificuldade de obter soluções viáveis em um tempo aceitável, implementou-se modificações no algoritmo para solucionar o problema por partes. Primeiramente, buscou-se resolver o impacto das faltas temporárias, o que na prática limitou o espaço de busca à apenas um dispositivo, o religador. Aplicando-se esta estratégia, obteve-se êxito em um tempo computacional de aproximadamente duas horas, a partir de 50 iterações e 50 formigas. Constatou-se também que o algoritmo conseguiu encontrar soluções viáveis e que as alocações de religadores encontravam-se na seção principal do alimentador, ou seja, na classe 1. Com o resultado desta primeira etapa do problema, percebeu-se que o religador raramente será posicionado fora dos ramos do alimentador que constituem o tronco principal, em virtude principalmente do seu alto custo e sua característica de atuação.

Ao iniciar a implementação para tratar o impacto das faltas permanentes, precisa-se analisar a alocação dos dispositivos de chaves de manobra e fusíveis, uma vez que os religadores já estão alocados e que a solução referência, escolhida entre as soluções viáveis encontradas na etapa anterior, além de atender a otimização das faltas temporárias apresenta o menor custo total de interrupção.

Com exceção da classe 1, os fusíveis podem ser alocados em todas as outras classes do alimentador e as chaves de manobra podem ser instaladas em todas elas também, inclusive na classe 1. Verificou-se que nas soluções viáveis obtidas nesta etapa, as chaves de manobra foram alocadas nas classes 1 e 2, devido a possibilidade de transferência de carga aos alimentadores vizinhos e a necessidade de atender ao perfil de tensão das cargas remanejadas. Para os ramos que pertencem às classes que não possuem possibilidade de remanejamento de cargas, os fusíveis predominaram, pois suprem perfeitamente a necessidade de minimizar o dano das faltas permanentes e possuem um menor custo de aquisição e remanejamento.

Com estas alterações implementadas, conseguiu-se obter as soluções viáveis apresentadas na tabela 11, com um tempo de execução do algoritmo inferior à 24h

para cada solução, atendendo à demanda de planejamento de curto prazo, por não se tratar de uma operação em tempo real.

Como sugestões de trabalhos futuros tem-se:

Desenvolver um modelo de otimização multiobjetivo considerando funções objetivos que modelam a melhorias dos índices de continuidade do sistema e os investimentos em equipamentos de controle e proteção;

Implementar outras metas-heurísticas e analisar os seus desempenhos na solução do problema;

Incluir as restrições de seletividade e coordenação no modelo de otimização;

Considerar a instalação de geradores distribuídos de fontes renováveis e não renováveis de energia na rede de distribuição;

Considerar diferentes cenários de operação da rede de distribuição considerando cargas elétricas especiais.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Módulo 4: procedimentos operativos do sistema de distribuição. *In*: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional** - PRODIST. Brasília, DF: ANEEL, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Módulo 8: qualidade da energia elétrica. *In*: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional** -PRODIST. Brasília, DF: ANEEL, 2018.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução normativa nº 414/2010**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>. Acesso em: 07 jul. 2021.

ASSIS, L. S. **Otimização de alocação de chaves em redes de distribuição de energia elétrica**. 2014. Doutorado (Tese) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014. Disponível em: http://bdtd.ibict.br/vufind/Record/CAMP_0d6fb9beb2979a19796dd093d1701dbc. Acesso em: 19 jan. 2021.

BACALHAU, E. T.; USBERTI, F. L.; LYRA, C. A dynamic programming approach for optimal allocation of maintenance resources on power distribution networks. *In*: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING-PES, 2013, Vancouver. **Proceedings of the [...]**. Vancouver: IEEE, 2013. p. 1–5.

BACALHAU, E. T.; USBERTI, F. L.; LYRA, C.; CAVELLUCCI, C. A knapsack problem approach for optimal allocation of maintenance resources on electric power distribution networks. *In*: INTERNATIONAL CONFERENCE ON OPERATIONS RESEARCH AND ENTERPRISE SYSTEMS, ICORES, 2012, Algarve. **Proceedings of the [...]**. Algarves: SciTePress, 2012. p. 462–466. Disponível em: <https://docs.ufpr.br/~bacalhau/38655.pdf>. Acesso em: 17 fev. 2021.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability evaluation of power systems**. 2. ed. New York: Plenum Press, 1996.

BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, S. Optimal switching device placement in radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 11, n. 3, p. 1646–1651, 1996.

CELLI, G.; PILO, F. Optimal sectionalizing switches allocation in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 14, n. 3, p. 1167–1172, 1999.

GONZÁLEZ, J. F. V. **Estratégias para redução de perdas técnicas e melhorias nas condições de operação de redes de distribuição de energia elétrica**. 2011. Doutorado (Tese) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011. Disponível em:

http://bdtd.ibict.br/vufind/Record/CAMP_74e339ac4a535812a8409b9088ad57c7/Description#tabnav. Acesso em: 10 mar. 2021.

CONCEIÇÃO, K.P.; PEREIRA JÚNIOR, B.R.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. A multiobjective optimization technique to develop protection systems of distribution networks with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 33, p. 7064-7075, 2018.

DORIGO, M.; DI CARO, G.; GAMBARDELLA, L. M. Ant algorithms for discrete optimization. **Artificial Life**, Cambridge, v. 5, n. 2, p. 137-172, 1999. Disponível em: https://people.idsia.ch/~luca/ij_23-alife99.pdf. Acesso em: 7 jan. 2021.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. São Paulo: Blucher, 2005.

LABORATÓRIO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA-LaPSEE. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. Departamento de Engenharia Elétrica. **Practical 135 bus feeder data**. 2020. Disponível em: http://www.dee.feis.unesp.br/lapsee/TestSystems/135_Bus_Feeder.pdf. Acesso em: 16 abr. 2020.

MAGALHÃES, E. F. A. **Modelagem e simulação de indicadores de continuidade: ferramenta auxiliar para a manutenção em redes de distribuição de energia elétrica**. 2017. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2017. Disponível em: <https://repositorio.ufba.br/handle/ri/24296>. Acesso em: 28 ago. 2021.

PEÑUELA MENESES, C. A. **Desenvolvimento de técnicas e modelos matemáticos para solução do problema de planejamento da expansão e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos**. 2012. 183 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2012. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/100351>. Acesso em: 16 abr. 2020.

REIS, J. V. A. **Heurísticas baseadas em busca em vizinhança variável para o problema de programação integrada de veículos e tripulações no transporte coletivo urbano por ônibus**. 2008. 119 f. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3138/tde-30092008-145532/pt-br.php>. Acesso em: 19 jul. 2020.

SHIRMOHAMADI, D. ; HONG, H. W.; SEMLYEN, A. ; LUO, G. X. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 3, n. 2, p. 753-762, 1988.

SILVA, L. G. W. **Desenvolvimento de uma metodologia integrada para alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2005. 163 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2005.

SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; ABBAD, J. R.; MANTOVANI, J. R. S. Optimised placement of control and protective devices in electric distribution systems through reactive tabu search algorithm. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 78, n. 3, p. 372–381, 2008.

SITTITHUMWATA, A.; SOUDIB, F. ; TOMSOVIC, K. Optimal allocation of distribution maintenance resources with limited information. **Electric Power Systems Research**, Amsterdaam, v. 68, n. 3, p. 208–220, 2004.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimized distribution protection using binary programming. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 13, n. 1, p. 218–224, 1998.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimal trade-offs in distribution protection design. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 16, n. 2, p. 292–296, 2001.

USBERTI, F.; LYRA, C.; CAVELLUCCI, C.; GONZÁLEZ, J. F. V. Hierarchical multiple criteria optimization of maintenance activities on power distribution networks, **Annals of Operations Research**, New York, v. 224, p.171-192, 2012.

VASCONCELOS, J. A. **Alocação otimizada de dispositivos indicadores de faltas em linhas aéreas de distribuição utilizando busca em vizinhança variável**. 2017. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2017. Disponível em: <https://repositorio.bc.ufg.br/tede/handle/tede/7460>. Acesso em: 19 jul. 2020.

TENG, J.; LIU, Y. A novel ACS-based optimum switch relocation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 18, n. 1, p. 113–120, 2003.

APÊNDICE A - Algoritmo de fluxo de potência para a solução do problema de alocação de dispositivos de manobras.

Fluxo de potência, ou fluxo de carga, é uma análise do estado de operação de sistemas elétricos de potência em regime permanente que se trata de um modelo matemático composto por equações algébricas, cuja solução determina os valores aproximados de tensão e potência em cada nó do sistema. Os métodos de cálculo de fluxo de potência são descritos por algoritmos, que por sua vez, são implementados computacionalmente para obter a solução do problema de fluxo de potência.

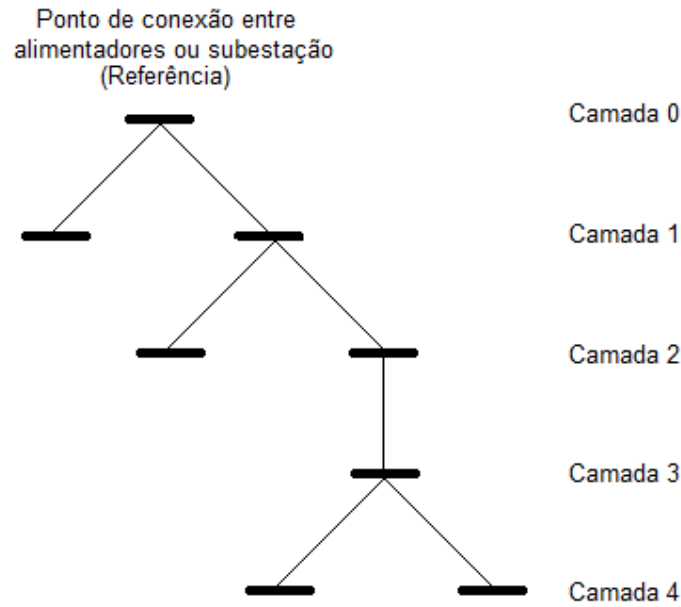
Na literatura, os modelos mais comuns para a solução do fluxo de potência são o método numérico de Newton-Raphson e o método numérico de Gauss-Seidel, onde os modelos de circuitos utilizados são a matriz de admitância ou a matriz de impedância. As soluções de grandes sistemas de potência demandam uma análise extensa dos cálculos numéricos implicando no uso de grandezas com notação por unidade (p.u.) e componentes por fase, além do tipo de modelagem de carga nas barras.

Neste presente trabalho, devido ao alto custo e tempo computacional demandado pelos métodos de solução clássicos do fluxo de potência, utiliza-se o método proposto por Shirmohamadi, Hong, Semlyen e Luo (1988). A proposta desta solução para o fluxo de potência é utilizar um método robusto quando comparado com as soluções clássicas, destinado a problemas que exigem o cálculo do fluxo de potência demasiadas vezes, como o problema de alocação de chaves de manobras e geração distribuída em redes de distribuição, que o algoritmo de fluxo de potência deve ser processado a cada mudança de topologia do sistema de distribuição quando opera em estado restaurativo ou em micro redes. Este método é um dos mais utilizados para sistemas de distribuição de média tensão, onde a topologia é radial.

No método utilizado define-se o sistema radial de distribuição como um conjunto de breakpoints, representando as cargas do sistema, isto é, os nós. Com as leis de Kirchhoff é possível determinar a corrente e tensão em cada um dos nós e analisar se estão dentro do intervalo permitido pelas agências reguladoras, que é entre 0,95 p.u à 1,05 p.u em operação normal da rede e entre 0,93 p.u à 1,05 p.u com a rede em estado restaurativo, segundo o PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). Inicialmente, o

sistema é dividido em camadas, a partir de um ponto de referência (geralmente subestações ou pontos de interconexão entre alimentadores). Uma camada é definida pelo conjunto de barras que estão separadas a uma distância, em ramos, do ponto de referência, como demonstrado na Figura 14.

Figura 14 – Classificação da rede em camadas



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A solução do fluxo de potência segue com as condições iniciais assumindo o valor, em p.u., de uma tensão inicial em cada ponto (nó) do sistema, tendo em vista que a potência, em p.u., de cada nó seja fornecida pelos dados do sistema. Com as condições iniciais, realizam-se n iterações de uma sequência de três passos.

- **Passo 1 - Cálculo nodal das correntes:** Fazendo $I_k = I_{kr} + jI_{ki}$, a corrente no nó k é calculada pelas Equações 12 e 13.

$$I_{kr} = \frac{(P_k * V_{kr} + Q_k * V_{ki})}{(V_{kr}^2 + V_{ki}^2)} \quad (12)$$

$$I_{ki} = \frac{(P_k * V_{ki} - Q_k * V_{kr})}{(V_{kr}^2 + V_{ki}^2)} \quad (13)$$

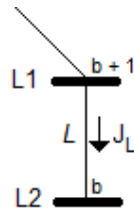
Onde, I_{kr} e I_{ki} são as componentes real e imaginária da corrente no nó k , V_{kr} e V_{ki} são as componentes real e imaginária da tensão no nó k e as componentes P_k e Q_k correspondem à potência do nó k . Quando $n = 1$, o valor da tensão é o valor de tensão inicial estabelecido na condição inicial do sistema.

- **Passo 2 – Backward Sweep:** Na iteração n , começando pelos nós localizados na última camada até o nó de referência o método calcula as correntes nos ramos do sistema, J_L , através da Equação 14.

$$J_L^{(n)} = -I_{L2}^{(n)} + \sum_{\text{com origem na carga L2}} (\text{correntes nos ramos } (b, b + 1 \dots nb)) \quad (14)$$

Onde, $I_{L2}^{(n)}$ é a corrente injetada no nó L2. Neste passo, observa-se a aplicação direta da Lei de Kirchhoff das Correntes (LKC). Na Figura 15 ilustra-se o procedimento *backward sweep*.

Figura 15 – Ilustração do backward sweep

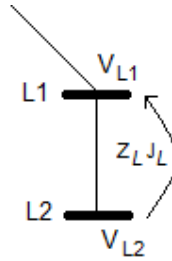


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

- **Passo 3 – Forward Sweep:** Na iteração n , começando com os nós localizados na primeira camada, aplica-se a Lei de Kirchhoff das Tensões (LKT) em cada ramo L com os valores de corrente encontrados no passo anterior, J_L . O resultado das tensões obtidos através da Equação 15 atualizam os valores encontrados na iteração $n - 1$. Na Figura 16 ilustra-se o procedimento forward sweep.

$$V_{L2}^{(n)} = V_{L1}^{(n)} - Z_L J_L^{(n)} ; L = 1, 2, \dots, nL \quad (15)$$

Figura 16 – Ilustração do forward sweep



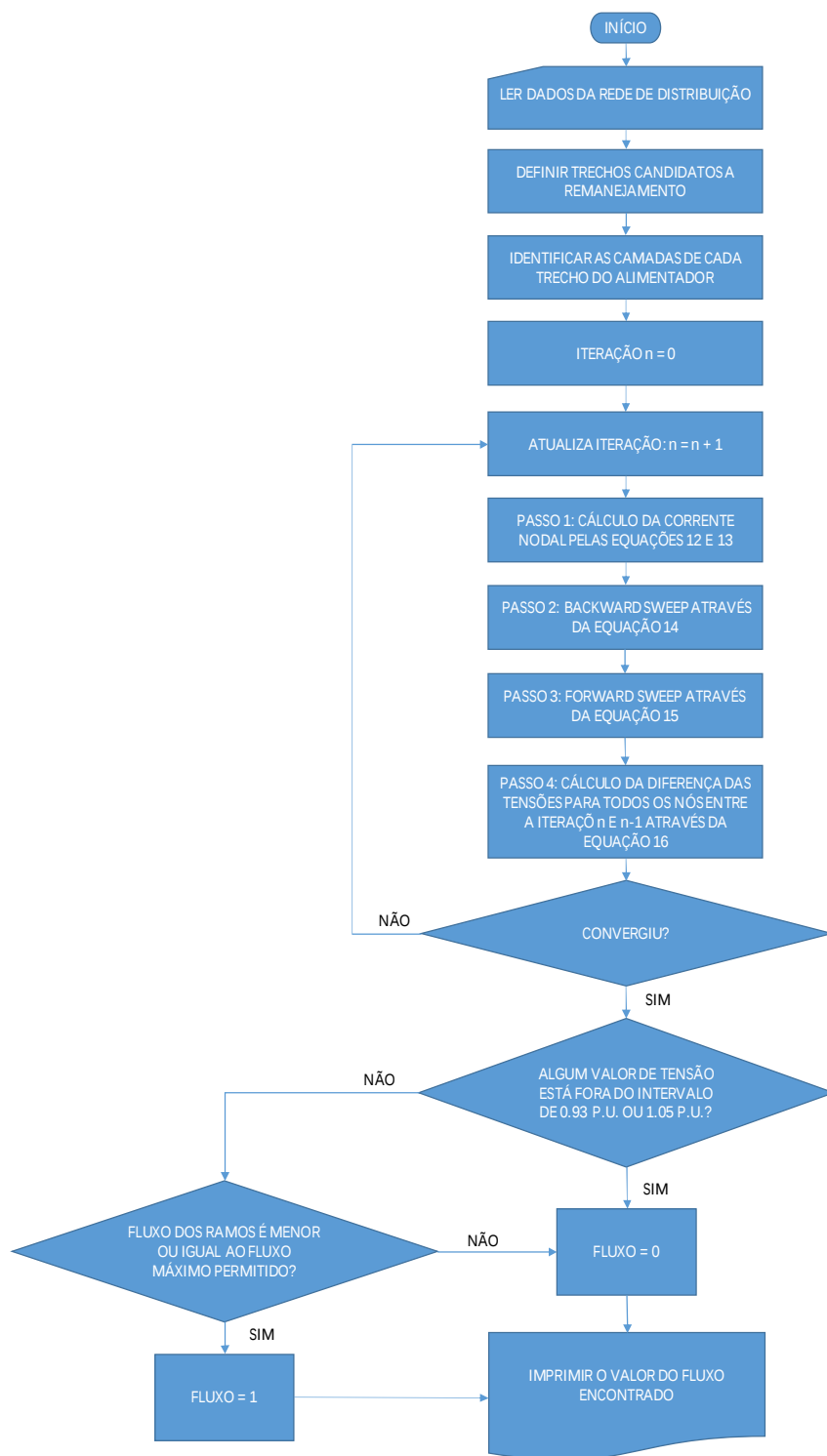
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na solução do método proposto para o fluxo de potência repetem-se os passos 1, 2, e 3 até que o critério de parada seja atingido. Para o projeto desenvolvido foi estabelecido o critério de parada definido pela diferença, em módulo, da magnitude das tensões obtidas em todos os nós entre a iteração n e $n - 1$, sendo a convergência um valor menor ou igual a 10^{-5} para todos os nós, de acordo com a Equação 16.

$$\left| V_L^{(n)} - V_L^{(n-1)} \right| \leq 10^{-5} \quad (16)$$

Na Figura 17, apresenta-se o diagrama da solução adotada para o fluxo de potência para o problema de alocação de dispositivos de manobras.

Figura 17 – Diagrama para o fluxo de potência



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.